



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

# UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

## Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

---

*TRABAJO FINAL DEL*

*REALIZADO POR*

*TUTORIZADO POR*

*FECHA:* Valencia,



1.	MEMORIA .....	3
1.1.	Justificación del proyecto.....	3
1.2.	Objeto del proyecto.....	4
1.3.	Antecedentes.....	5
1.4.	Descripción de las soluciones planteadas.....	5
1.5.	Descripción de la solución adoptada.....	10
1.6.	Estimación de energía producida .....	30
2.	PRESUPUESTO .....	36
2.1.	Tasa de retorno.....	36
3.	CONCLUSIONES.....	38
4.	NORMATIVA APLICABLE .....	39
5.	PLIEGO DE CONDICIONES .....	40
5.1.	Módulos: .....	40
5.2.	Inversor .....	40
5.3.	Estructura de montaje.....	40
5.4.	Cableado.....	41
5.5.	Protecciones .....	41
5.6.	Montaje .....	41
5.7.	Mantenimiento .....	41
6.	PLANOS .....	42
7.	ANEXOS.....	50

## 1. MEMORIA

### 1.1. Justificación del proyecto

El proyecto surge de la necesidad creciente de la sociedad por reducir su huella energética, utilizando materiales reciclables, haciendo una gestión correcta de residuos, y en lo que se centra este proyecto, la sustitución de fuentes de energía fósiles para utilizar energías renovables.



Ilustración 1: Foto de la nave donde se ubicarán los paneles.

Mientras que las fuentes no renovables implican combustiones de sustancias cada vez menos abundantes y que liberan gases contaminantes o reacciones que dejan peligrosos residuos, las fuentes renovables suponen un faro de esperanza, se trata de utilizar fuentes inacabables, como la fuerza del viento, del agua, para este proyecto, la energía Solar Fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica consiste en semiconductores que al recibir radiación solar crean flujos eléctricos, los cuales pueden alimentar los electrodomésticos y máquinas que utilizamos. Esta energía se puede aplicar de manera aislada, es decir sólo se podría consumir la energía que se haya generado (y almacenado en baterías) o se puede mantener la conexión a la red eléctrica de forma que cuando los paneles no están generando energía el consumo eléctrico se realice a través de la red. Este método permite reducir el consumo de la red, por lo tanto, reduce también el valor de las facturas eléctricas.

Existen diversas empresas que ya han elegido esta opción por los dos grandes motivos ya citados, la mejora ecológica y la mejora económica.



Ilustración 2: Imagen satelital del polígono industrial "Los torraos"



## 1.2. Objeto del proyecto.

Este proyecto consiste en determinar las principales características de una instalación fotovoltaica de conexión a red de baja tensión (400 V entre fases) que se va a ubicar sobre una instalación en Murcia, en el Polígono Industrial “Los Torraos” el cual pertenece a la localidad de Ceutí. Se trata de una nave industrial cuya actividad es la fabricación de productos de panadería.

Se establece como objetivo:

- Reducir un mínimo del 10% el consumo anual.

A continuación, se detallan los equipos instalados:

	kW
MAQUINARIA	32,74
INSTALACION FRIGORIFICA	51,42
INSTALACION DE CLIMATIZACION	7,82
INSTALACION DE AIRE COMPRIMIDO	10,21
ALUMBRADO Y FUERZA	6,75
<b>TOTAL</b>	<b>108,92</b>

Tabla 1 Potencia instalada en la nave

### 1.2.1. Estimación de energía consumida.

La información que tiene de la instalación es la siguiente.

- La nave funciona las 24 horas del día.
- No se conocen factores de simultaneidad.
- La potencia instalada es 108,92 kW.
- No se usan todas las salas frigoríficas siempre.
- La potencia de la maquinaria incluye los cargadores de las carretillas las cuales no se cargan a todas horas.

Con esta información se diseñará suponiendo un índice de simultaneidad del 70%, lo que supone que todos los aparatos estén las 24 horas funcionando a un 70%.

Por tanto:

#### Consumo diario:

$$P_{instalada} \cdot 70\% \cdot \text{Tiempo de funcionamiento} = 108,92 \cdot 0,70 \cdot 24 = 1829,86 \text{ kW}$$

#### Consumo anual:

$$\text{consumo diario} \cdot \text{Tiempo de funcionamiento} = 1829,86 \cdot 365 = 667897,44 \text{ kW}$$



### 1.3. Antecedentes.

La energía fotovoltaica está en un buen momento en España, superando el año pasado los 5000 MW instalados. Tras el gran crecimiento de la década pasada, y su posterior crisis causada por el erróneo modelo de subvenciones sin límites, el mercado parece volver a estar en crecimiento, gracias no solo a la convicción social, también a la gran bajada de precios de los módulos fotovoltaicos, y la mejora de las políticas, como la derogación del impuesto al Sol. Se espera que el nuevo reglamento para el autoconsumo funcione como un impulso para esta energía, la UNEFF espera un incremento de entre 300 y 400 MW el próximo año.

Aunque en Europa la fotovoltaica está muy incentivada, el año pasado el país con mayor crecimiento fotovoltaico fue China con 44000 MW.

Es un gran momento para elegir esta energía, el ecosistema lo necesita y el gobierno va a beneficiar a sus usuarios.

### 1.4. Descripción de las soluciones planteadas.

En este apartado se comentan las diferentes posibilidades que se encuentran en el mercado, para el estudio a realizar.

Entre ellas se encuentran el modelo de placas solares y las diferentes tecnologías de los materiales que las componen, las estructuras de montaje para colocar las placas, la orientación que se puede emplear, teniendo en cuenta la luz solar que recibe a lo largo del día la cubierta y los modelos de inversor que pueden ser más eficientes en el estudio.

#### 1.4.1. Modelo de panel Solar

Teniendo en cuenta el emplazamiento el único lugar válido donde colocar los módulos es la cubierta. De las dos cubiertas se valorará únicamente la más orientada al sur, la otra es descartada para evitar problemas por sombreados.

En lo referente a los módulos existen diferentes tecnologías en el mercado:

La tecnología del silicio monocristalino (m-Si) es la de más alta eficiencia, con valores entre 15% y 20% aunque los procesos de fabricación han mejorado y han permitido bajar los precios de los módulos, sigue siendo de las tecnologías más caras.

La tecnología del silicio policristalino (p-Si) su coste es algo menor, lo que ha permitido el despegue económico de la energía solar conectada a la red de suministro, aunque su eficiencia es ligeramente menor que la de las placas m-Si.

El silicio metalúrgico o el cuasi-cristalino están en fases iniciales de desarrollo y su viabilidad técnica de futuro es aún incierta, ocupando una pequeña parte del mercado.

El silicio amorfo (a-Si) es el de menor eficiencia, 6%-10% sin embargo su bajo coste permite hacer plantas decentes, siempre que se cuente con un espacio lo suficientemente grande para instalar más paneles que con otras tecnologías.



La primera decisión a plantear es qué módulo utilizar. Se decide plantear dos modelos de 72 células, es decir de gran tamaño, de eficiencias muy similares.

Son de las dos tecnologías más empleadas para este tipo de proyectos, m-Si y p-Si.

Dado el tamaño de la cubierta habrá una gran cantidad de módulos, por lo que su precio es también un factor a tener en cuenta.

### Módulo Atersa A-330M (256 €)

Características eléctricas (STC: 1kW/m <sup>2</sup> , 25°C±2°C y AM 1,5)*			
	A-320M	A-325M	A-330M
Potencia Nominal (0/+5 W)	320 W	325 W	330 W
Eficiencia del módulo	16,45%	16,71%	16,96%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,52 A	8,60 A	8,67 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	37,56 V	37,82 V	38,07 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,99 A	9,06 A	9.12 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	46,08 V	46,43 V	46,78 V
Parámetros térmicos			
Coeficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% /°C		
Coeficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% /°C		
Coeficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /°C		

Tabla 2 Características eléctricas del modulo A-330M extraídas de su datasheet

### Módulo Trinasolar TSM-340 (142 €)

DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES STC	TSM-320 PD14	TSM-325 PD14	TSM-330 PD14	TSM-335 PD14	TSM-340 PD14
Potencia nominal-P <sub>máx</sub> (Wp)*	320	325	330	335	340
Tolerancia de potencia nominal (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Tensión en el punto P <sub>máx</sub> -V <sub>MP</sub> (V)	37,1	37,2	37,4	37,6	37,8
Corriente en el punto P <sub>máx</sub> -I <sub>MPP</sub> (A)	8,63	8,73	8,83	8,91	8,99
Tensión en circuito abierto-V <sub>OC</sub> (V)	45,5	45,6	45,8	46,0	46,2
Corriente de cortocircuito-I <sub>SC</sub> (A)	9,15	9,19	9,28	9,35	9,42
Eficiencia del módulo η <sub>m</sub> (%)	16,5	16,7	17,0	17,2	17,5

STC: Irradiancia 1000W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula 25°C, masa de aire AM1.5

\*Tolerancia en la medida: ±3%

Tabla 3 Características eléctricas del modulo TSM-340 extraídas de su datasheet

### 1.4.2. Estructura de montaje

Otro aspecto que valorar es la estructura que se utilizará para la sujeción de las placas. Las dos principales opciones son:

- **Las estructuras triangulares:** Permiten la disposición de las placas en su ángulo óptimo para la captación de energía, aunque implican un uso del espacio menos eficiente debido a que las filas deben estar más separadas para evitar los sombreados.



Ilustración 3 Ejemplo de instalación con estructura triangular

- **Las estructuras coplanarias:** Sujetan los paneles con la inclinación de la superficie a la que se anclan, por tanto, no recogen toda la energía posible, pero si que permite colocar un mayor número de paneles.



Ilustración 4 Ejemplo de estructura coplanaria





### 1.4.3. Orientación de las placas

También se debe decidir si los paneles se instalarán de forma horizontal o vertical, para esta decisión se deberá analizar que disposición permite colocar una mayor cantidad de paneles.

Se tendrá en cuenta que ambos paneles miden 1,96 x 0,99 m y la cubierta es de 48 x 11 m y se priorizará la búsqueda de un diseño simétrico que facilite la instalación.

### 1.4.4. Modelo de inversor

Dadas las características de la instalación se requiere de un inversor trifásico, Huawei ha lanzado una gran gama de modelos para adaptarse a diferentes rangos de potencia instalada, los cuales cuentan con una buena cantidad de MMPT que permitan minimizar las pérdidas, es decir, si algún módulo no funciona adecuadamente, solo afectará a una rama.

Se exponen los siguientes modelos.

#### SUN2000-33KTL

Technical Specification	SUN2000-33KTL-A
<b>Efficiency</b>	
Max. Efficiency	98.6%
European Efficiency	98.4%
<b>Input</b>	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	250 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	620 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
<b>Output</b>	
Rated AC Active Power	30,000 W
Max. AC Apparent Power	33,000 VA
Max. AC Active Power ( $\cos\phi=1$ )	30,000 W
Rated Output Voltage	230 V / 400 V, 3W + N + PE;
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	43.3 A
Max. Output Current	48 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

Tabla 4 Principales características del inversor SUN2000-33KTL extraídas de su datasheet.





## SUN2000-60KTL

Technical Specification	SUN2000-60KTL-M0
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency	98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V
European efficiency	98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V
<b>Input</b>	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Number of Inputs	12
Number of MPP Trackers	6
<b>Output</b>	
Rated AC Active Power	60,000 W
Max. AC Apparent Power	66,000 VA
Max. AC Active Power (cos $\phi$ =1)	66,000 W
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings; 277 V / 480 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V
Max. Output Current	100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

Tabla 5 Principales características del inversor SUN2000-60KTL extraídas de su datasheet.

## 1.5. Descripción de la solución adoptada.

A continuación, se enuncian las soluciones adoptadas, de entre las que se han propuesto en el apartado anterior y su justificación para el proyecto que se está realizando, teniendo en cuenta el pliego de condiciones expuesto más adelante.

### 1.5.1. Zona de instalación

La instalación de los paneles será en la cubierta más orientada al sur, sobre esta, se utilizará una superficie de 48 x 11 m. No se tendrá en cuenta la parte frontal, donde utilizar placas crearía un diseño asimétrico y complicaría la instalación. La cubierta tiene una inclinación de 10° y una orientación sur de 31° azimut.

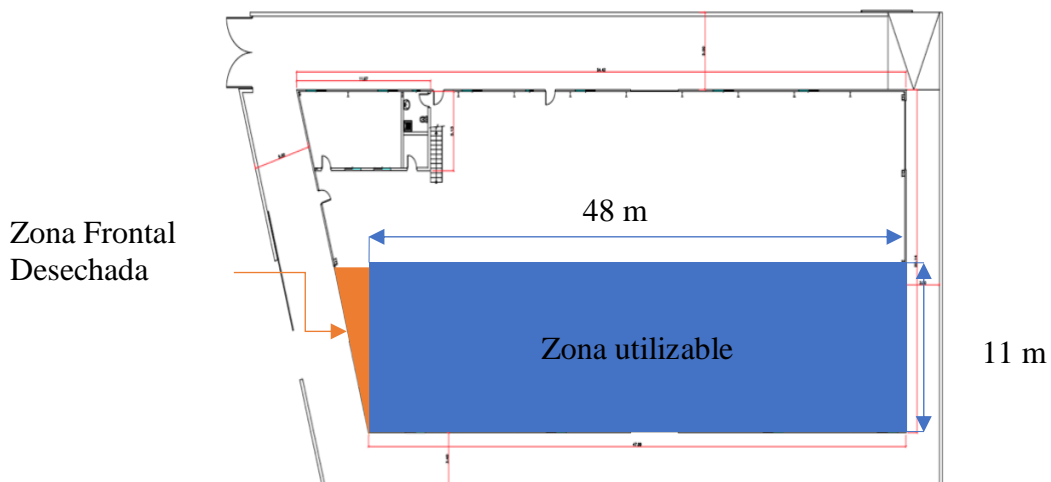


Fig 1 Alzado de la planta con descripción de la zona donde ubicar los paneles.

### 1.5.2. Estructura de montaje

Para la elección de la estructura se estudian las pérdidas de HSP (Horas Solares Pico) producidas en función del ángulo de la cubierta.

Se emplean dos fuentes de datos para averiguar los valores de las horas solares pico según las condiciones indicadas:

- Inclinación de 10° respecto de la horizontal.
- Orientación sur de 31° azimut.

Una de las fuentes es [PVGIS \(http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php\)](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php) en el cual se elige su base de datos clásica ya que, así se utiliza una media basada en más años (pudiendo obtener un valor más real.) Además, desde PVGIS se ha obtenido la radiación para la inclinación óptima, la cual ha calculado el propio programa en un ángulo de 31°.

La otra base de datos es la de la empresa [HMSistemas \(http://www.hmsistemas.es/shop/catalog/calculadora\\_hsp.php\)](http://www.hmsistemas.es/shop/catalog/calculadora_hsp.php), la cual posee una calculadora de HSP en su web y tiene en cuenta la inclinación y la latitud de nuestra planta.

A continuación, se muestran los datos obtenidos:

<b>Datos de HSP (kWh/(m<sup>2</sup>·día)) para una orientación sur de 31° azimut</b>						
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
Ángulo: 10° - PVGIS	2,52	3,14	4,09	4,56	5,21	5,46
Ángulo: 10° HMSistemas	3,32	4,79	5,22	6,24	7,20	7,61
Ángulo: 31° - óptimo PVGIS	3,17	3,64	4,38	4,56	4,98	5,10
Temperatura ambiente diurna	12,35	13,41	15,54	18,66	22,32	26,52
	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ángulo: 10° - PVGIS	5,45	4,90	4,27	3,44	2,45	2,26
Ángulo: 10° HMSistemas	8,32	7,19	5,91	4,62	3,31	2,74
Ángulo: 31° - óptimo PVGIS	5,14	4,82	4,47	3,87	2,96	2,89
Temperatura ambiente diurna	29,27	29,06	25,25	21,32	16,16	12,75

Tabla 6 Horas solares pico diaria obtenidas de las fuentes PVGIS y HMSistemas.

Sumando estas radiaciones, y multiplicando cada una de ellas por los días de su mes, se puede obtener la radiación anual:

	Promedio	Total anual
Ángulo: 10° - PVGIS	3,98	1454
Ángulo: 10° HMSistemas	5,54	2023
Ángulo: 31° - óptimo PVGIS	4,17	1521

Tabla 7 Resumen horas solares pico de las fuentes PVGIS y HMSistemas

Considerando que los valores de HSP de PVGIS para la inclinación óptima de 31° son los valores máximos ideales, se pueden conseguir el coeficiente de pérdidas respecto a la inclinación óptima cuando el campo solar tiene una inclinación de 10°.

$$Coef_{pérdida\ por\ inclinación} = \left(1 - \frac{HSP_{10^\circ}}{HSP_{31^\circ}}\right) \cdot 100 = \left(1 - \frac{1454}{1521}\right) \cdot 100 = 4\%$$

Puesto a que las pérdidas son tan pequeñas, se considera que la implantación sobre la cubierta es mejor que el uso de una infraestructura para conseguir la inclinación de 31°, la cual encarecería el presupuesto excesivamente para solo aumentar un 4% la captación de radiación solar.

### 1.5.3. Disposición de los paneles

En este apartado se analizarán las posibles distribuciones de los módulos sobre el área utilizable que se ha definido, siendo esta, un rectángulo de 11x48m. Se empleará el sistema Hook para anclar los paneles a las estructuras, este sistema implica añadir una separación de 17 mm entre los módulos. (en su lado de mayor longitud.) Se le dará preferencia a la búsqueda de un diseño simétrico, el cual facilitará el montaje y cableado del mismo.

#### 1.5.3.1. Montaje con estructura triangular

A continuación, se utiliza la herramienta online Monsolar (<https://www.monsolar.com>) que permite calcular la separación para filas de módulos inclinados sobre una cubierta inclinada. Se tiene en cuenta las siguientes variables:

- $\alpha$  10° inclinación de la cubierta.
- $\gamma$  31° inclinación óptima del panel.

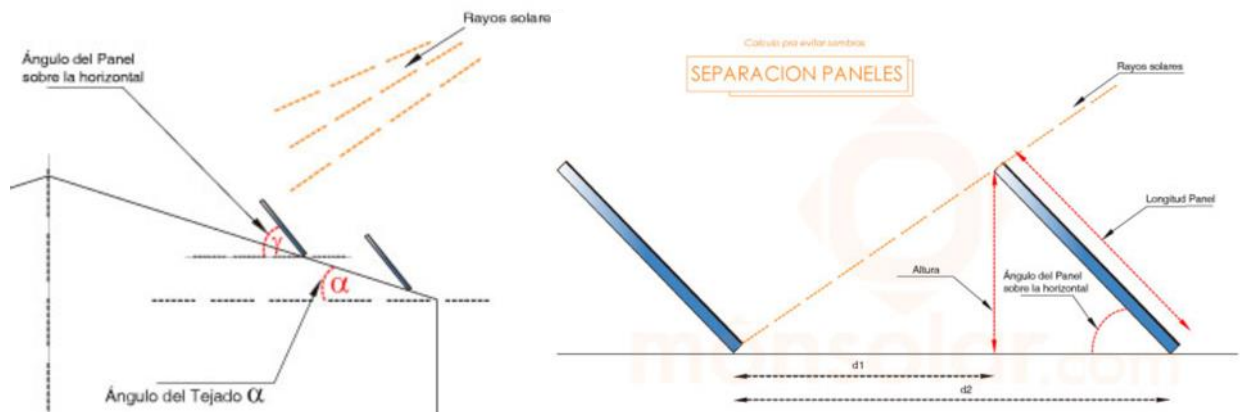


Fig 2 Esquema de la web Monsolar con las variables utilizadas para el cálculo de la distancia entre módulos.

- $n^{\circ}$  max de módulos en el eje  $x = \frac{\text{longitud de la cubierta}}{\text{anchura del modulo}}$
- $n^{\circ}$  max de módulos en el eje  $y = \frac{\text{anchura de la cubierta}}{d_2}$

Modelo	orientación	altura (m)	anchura (m)	d1 (m)	d2 (m)	filas	columnas	total	Potencia instalada (W)
A-330M	Vertical	1,965	0,99	0,89	2,72	4	48	192	63360
	Horizontal	0,99	1,965	0,45	1,37	8	24	192	63360
TSM-340	Vertical	1,96	0,992	0,886	2,72	4	48	192	65280
	Horizontal	0,992	1,96	0,45	1,37	8	24	192	65280

Tabla 8 Estudio de módulos y potencia instalable con estructura triangular

### 1.5.3.2. Montaje con estructura coplanaria

Montaje con el módulo en vertical (portrait)

Realizando el estudio para una distribución con los módulos en vertical, se debe tener en cuenta que los módulos A-330M miden 1,965x0,990 m y los TSM-340 miden 1,96x0,992 m, tal y como indica su Datasheet. Además, debido al sistema de sujeción Hook debe haber 17 mm entre los módulos por su lado más largo

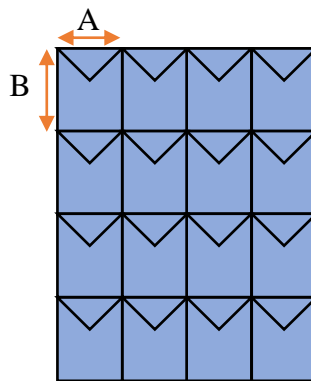


Fig 3 Representación de los módulos agrupados verticalmente

$$n^{\circ} \text{ max de modulos en el eje } x = \frac{\text{longitud de la cubierta}}{A}$$

$$n^{\circ} \text{ max de modulos en el eje } y = \frac{\text{anchura de la cubierta}}{B}$$

- A-330M

$$n^{\circ} \text{ max de modulos en el eje } x = \frac{48 \text{ m}}{(0,990 + 0,017)\text{m}} = 47,67$$

$$n^{\circ} \text{ max de modulos en el eje } y = \frac{11 \text{ m}}{1,965 \text{ m}} = 5,59$$

- TSM-340

$$n^{\circ} \text{ max de modulos en el eje } x = \frac{48 \text{ m}}{(0,992 + 0,017)\text{m}} = 47,57$$

$$n^{\circ} \text{ max de modulos en el eje } y = \frac{11 \text{ m}}{1,96 \text{ m}} = 5,61$$

Montaje en horizontal o apaisado (landscape)

Analizando el montaje colocando los módulos apaisados se obtiene:

$$n^{\circ} \text{ max de modulos en el eje } x = \frac{\text{longitud de la cubierta}}{A}$$

$$n^{\circ} \text{ max de modulos en el eje } y = \frac{\text{anchura de la cubierta}}{B}$$

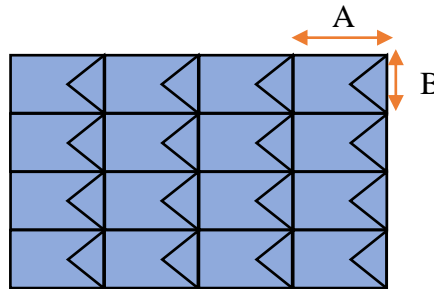


Fig 4 Representación de los módulos agrupados horizontalmente

- A-330M

$$n^{\circ} \text{ max de modulos en el eje } x = \frac{48 \text{ m}}{1,965 \text{ m}} = 24,42$$

$$n^{\circ} \text{ max de modulos en el eje } y = \frac{11 \text{ m}}{0,99 + 0,017 \text{ m}} = 10,92$$

- TSM-340

$$n^{\circ} \text{ max de modulos en el eje } x = \frac{48 \text{ m}}{1,96 \text{ m}} = 24,48$$

$$n^{\circ} \text{ max de modulos en el eje } y = \frac{11 \text{ m}}{0,992 + 0,017 \text{ m}} = 10,90$$

Teniendo en cuenta la potencia generada por cada modelo se podría instalar una potencia máxima de:

	Modelo	Potencia (W)
Horizontal	A-330M	79200
	TSM-340	81600
Vertical	A-330M	77550
	TSM-340	79900

Tabla 9 Estudio de módulos y potencia instalable con estructura coplanaria.

Teniendo en cuenta los datos de la Tabla 8 y la Tabla 9 la opción que permite instalar una mayor cantidad de potencia es instalar los módulos **Horizontalmente** sobre **Estructuras coplanarias** con el **modelo TSM-340**. Pudiendo instalar hasta **81,6 kW**.

#### 1.5.4. Configuración de los módulos

A continuación, se calculan los parámetros en los que funcionarán los módulos, para diseñar el conexionado. Disponiendo de un campo fotovoltaico inclinado  $10^\circ$  respecto a la horizontal, orientado hacia el sur (azimut de  $31^\circ$ ).

Las condiciones de temperatura para Ceutí, en casos extremos, han sido extraídas de la base de la [AEMET](#) para el año 2018 de su observatorio de Alcantarilla (el más próximo a la instalación):

- Temperatura ambiente ( $T_{amb\ max}$ ) máxima en verano de  $40^\circ\text{C}$ .
- Temperatura ambiente ( $T_{amb\ min}$ ) mínima en invierno de  $-4^\circ\text{C}$ .

Se establece una radiación de  $1000\ \text{W/m}^2$  y un  $TONC=47^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$  para el cálculo de la temperatura de célula

$$T_{cell} = T_{amb} + (TONC - 20) \cdot \frac{E}{800} = 40 + (47 - 20) \cdot \frac{1000}{800} = 73,75^\circ\text{C}$$

Como ya se ha visto antes en su datasheet el módulo A-330M posee un coeficiente de temperatura tensión de circuito abierto:

$\beta_{V_{oc}} = -0,32\ \% / ^\circ\text{C}$  o lo que es lo mismo  $\beta_{V_{oc}} = -0,0015\ \text{V}/^\circ\text{C}$

Como el fabricante no suministra la relación del  $V_{pmp}$  con la temperatura se utilizará el coeficiente de  $V_{oc}$  de igual manera se calcula las intensidades y la potencia.

$$V_{oc} = V_{STC} + \beta \cdot (T_{cell} - 25)$$

$$I_{oc} = I_{STC} + \alpha \cdot (T_{cell} - 25) \cdot \frac{E}{1000}$$

$$P_{oc} = P_{STC} + \alpha \cdot (T_{cell} - 25) \cdot \frac{E}{1000}$$

Aplicando estas formulas se calculan las siguientes magnitudes para las condiciones de verano y de invierno

	STC	Invierno	Verano
E(W/m <sup>2</sup> )	1000	550	1000
T <sub>amb</sub>	-8,8	-4	40
T <sub>cell</sub>	25,0	12,50	70,00
V <sub>OC</sub>	46,2	48,05	39,55
V <sub>PMP</sub>	37,8	39,65	31,15
I <sub>SC</sub>	9,4	5,15	9,63
I <sub>PMP</sub>	9,0	4,91	9,20
P <sub>PK</sub>	340,0	196,58	277,27

Tabla 10 Magnitudes eléctricas del módulo para las temperaturas extremas del año



El número de módulos en serie máximo ( $N_{PS\ max}$ ) y mínimo ( $N_{PS\ min}$ ) se determinan según el inversor elegido, el módulo fotovoltaico utilizado y las condiciones climáticas consideradas. Si consideramos que las temperaturas extremas para Ceutí pueden variar entre  $-4^{\circ}\text{C}$  y  $+40^{\circ}\text{C}$

Dada la potencia instalable se decide instalar un inversor SUN2000-60KTM y otro inversor SUN2000-33KTM ya que uno solo de ellos no soportaría toda la potencia.

Para los inversores elegidos, con un rango de tensión de 250 V a 1100 V, se obtienen los siguientes valores:

- Número de módulos en serie máximo ( $N_{PS\ max}$ )

$$N_{PS\ max} = \frac{V_{DC\ inv\ max}}{V_{OC\ panel\ inv}} = \frac{1100\ V}{46,22\ V} = 23,79$$

- Número de módulos en serie mínimo ( $N_{PS\ min}$ )

$$N_{PS\ min} = \frac{V_{DC\ inv\ min}}{V_{OC\ panel\ ver}} = \frac{250\ V}{46,13\ V} = 5,41$$

Viendo que el numero máximo que soportan los inversores es de 23 paneles y el mínimo 5 se opta por la siguiente distribución.

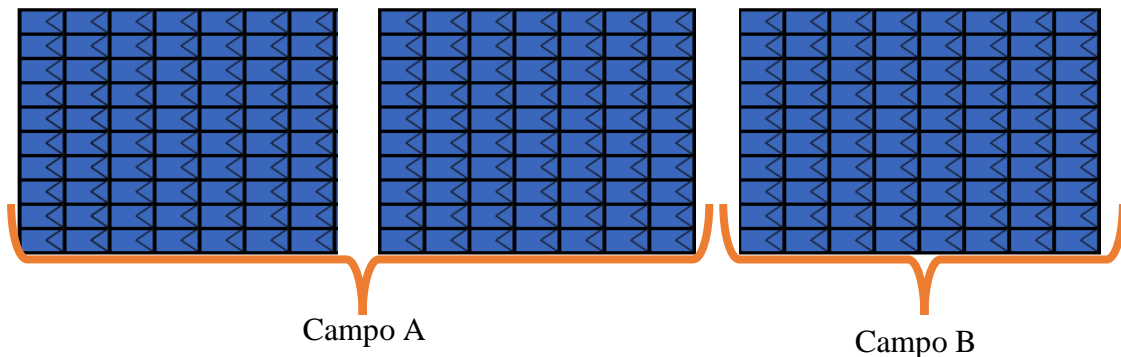


Fig 5 Diagrama de disposición de los módulos en horizontal distribuidos en 3 mallas

El Campo A formado por dos mallas de 10 filas y 7 columnas cada una se conectará al inversor SUN2000-60KTL. Se conectan 10 ramas de 14 módulos cada una.

El Campo B formado por una malla de 10 filas y 8 columnas se conectará al inversor SUN2000-33KTL. Se conectan 5 ramas de 16 módulos cada una.

A continuación, se detallan los parámetros principales para los dos campos:

Campo A			
	STC	Invierno	Verano
$E(W/m^2)$	1000,0	550,0	1000,0
$T_{amb}$	-8,8	-4,0	40,0
$T_{cell}$	25,0	12,5	70,0
$V_{OC}$	646,8	672,7	553,7
$V_{PMP}$	529,2	555,1	436,1
$I_{SC}$	94,2	51,5	96,3
$I_{PMP}$	89,9	49,1	92,0
$P_{PK}$	47600,0	27521,7	38817,8

Campo B			
	STC	Invierno	Verano
$E(W/m^2)$	1000,0	550,0	1000,0
$T_{amb}$	-8,8	-4,0	40,0
$T_{cell}$	25,0	12,5	70,0
$V_{OC}$	739,2	768,8	632,8
$V_{PMP}$	604,8	634,4	498,4
$I_{SC}$	47,1	25,7	48,2
$I_{PMP}$	45,0	24,6	46,0
$P_{PK}$	27200,0	15726,7	22181,6

Tabla 11 Magnitudes eléctricas de los campos A y B para las temperaturas extremas del año

El inversor del campo A posee 6 seguidores de punto de máxima potencia (MPPT), cada MPPT posee dos entradas, cada 6 entradas poseen un fusible de protección. Así que se decide usar una entrada para cada rama, dejando libre una entrada de cada fusible. De esta forma cada MPPT recibe un máximo de 18,8 A, es decir, el amperaje de dos ramas de módulos. Valor inferior al máximo amperaje que soportan.

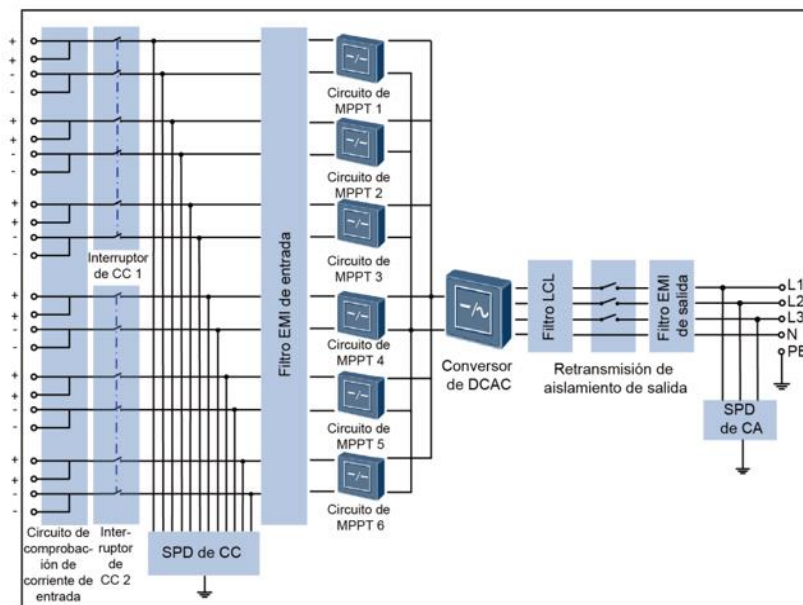


Fig 6 Diagrama conceptual del SUN2000-60KTM extraído de su manual

El inversor del campo B posee 4 MPPT con dos entradas cada uno, como este campo se ha diseñado con 5 ramas se decide conectar 2 ramas al MPPT 1 y una rama a cada MPPT.

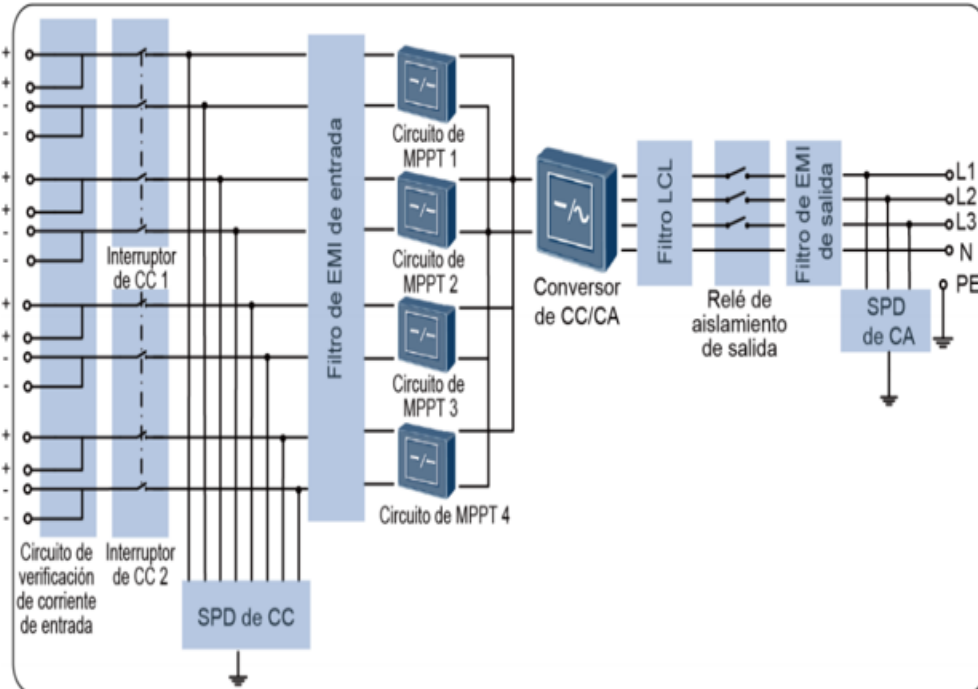


Fig 7 Diagrama conceptual del SUN2000-33KTM extraído de su manual

De esta forma se emplearán todos los MPPT y en caso de que alguna de las ramas por suciedad u otros problemas no funcione adecuadamente el problema solo afectará a una rama permitiendo que todas las demás funcionen lo con la eficacia más alta posible.

A continuación se muestra en la figura 8 la disposición de los paneles con una numeración X Y,Z

- X es el campo al que pertenece el módulo.
- Y Es el número de rama al que pertenece el módulo
- Z es la posición dentro la rama que ocupa el módulo.



Instalación fotovoltaica de conexión a red de 75 kW para panadería industrial en polígono de Murcia

A 5,8	A 5,9	A 5,10	A 5,11	A 5,12	A 5,13	A 5,14
A 5,7	A 5,6	A 5,5	A 5,4	A 5,3	A 5,2	A 5,1
A 4,8	A 4,9	A 4,10	A 4,11	A 4,12	A 4,13	A 4,14
A 4,7	A 4,6	A 4,5	A 4,4	A 4,3	A 4,2	A 4,1
A 3,8	A 3,9	A 3,10	A 3,11	A 3,12	A 3,13	A 3,14
A 3,7	A 3,6	A 3,5	A 3,4	A 3,3	A 3,2	A 3,1
A 2,8	A 2,9	A 2,10	A 2,11	A 2,12	A 2,13	A 2,14
A 2,7	A 2,6	A 2,5	A 2,4	A 2,3	A 2,2	A 2,1
A 1,8	A 1,9	A 1,10	A 1,11	A 1,12	A 1,13	A 1,14
A 1,7	A 1,6	A 1,5	A 1,4	A 1,3	A 1,2	A 1,1

A 10,14	A 10,13	A 10,12	A 10,11	A 10,10	A 10,9	A 10,8
A 10,1	A 10,2	A 10,3	A 10,4	A 10,5	A 10,6	A 10,7
A 9,14	A 9,13	A 9,12	A 9,11	A 9,10	A 9,9	A 9,8
A 9,1	A 9,2	A 9,3	A 9,4	A 9,5	A 9,6	A 9,7
A 8,14	A 8,13	A 8,12	A 8,11	A 8,10	A 8,9	A 8,8
A 8,1	A 8,2	A 8,3	A 8,4	A 8,5	A 8,6	A 8,7
A 7,14	A 7,13	A 7,12	A 7,11	A 7,10	A 7,9	A 7,8
A 7,1	A 7,2	A 7,3	A 7,4	A 7,5	A 7,6	A 7,7
A 6,14	A 6,13	A 6,12	A 6,11	A 6,10	A 6,9	A 6,8
A 6,1	A 6,2	A 6,3	A 6,4	A 6,5	A 6,6	A 6,7

Fig 8 Esquema de la distribución de los strings del campo A.



B 5,16	B 5,15	B 5,14	B 5,13	B 5,12	B 5,11	B 5,10	B 5,9
B 5,1	B 5,2	B 5,3	B 5,4	B 5,5	B 5,6	B 5,7	B 5,8
B 4,16	B 4,15	B 4,14	B 4,13	B 4,12	B 4,11	B 4,10	B 4,9
B 4,1	B 4,2	B 4,3	B 4,4	B 4,5	B 4,6	B 4,7	B 4,8
B 3,16	B 3,15	B 3,14	B 3,13	B 3,12	B 3,11	B 3,10	B 3,9
B 3,1	B 3,2	B 3,3	B 3,4	B 3,5	B 3,6	B 3,7	B 3,8
B 2,16	B 2,15	B 2,14	B 2,13	B 2,12	B 2,11	B 2,10	B 2,9
B 2,1	B 2,2	B 2,3	B 2,4	B 2,5	B 2,6	B 2,7	B 2,8
B 1,16	B 1,15	B 1,14	B 1,13	B 1,12	B 1,11	B 1,10	B 1,9
B 1,1	B 1,2	B 1,3	B 1,4	B 1,5	B 1,6	B 1,7	B 1,8

Fig 9 Esquema de la distribución de los strings del campo B.

Por tanto, el cableado quedaría como se muestra en la siguiente figura:

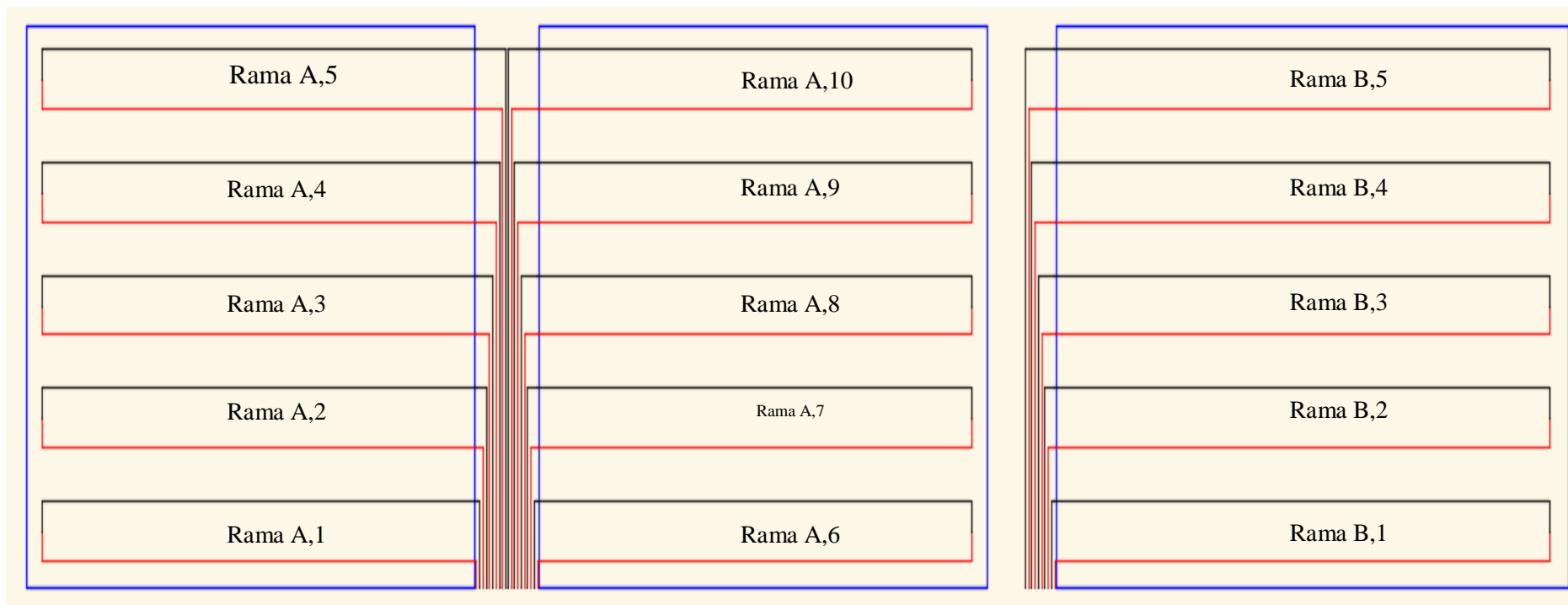


Fig 10 Esquema de cableado de los campos A y B.

A continuación, se muestra un resumen del campo diseñado hasta ahora.

Configuración elegida para el campo solar FV		
Campo	A	B
Número módulos serie ( $N_{MS}$ ):	14	16
Número ramas paralelo ( $N_{RP}$ ):	10	5
Número módulos totales:	140	80
Potencia pico instalada (KW):	47,6	27,2
Tensión DC máxima ( $V_{OC}$ ):	646,8	739,2
Tensión PMP ( $V_{PMP}$ ):	529,2	604,8
Intensidad en el PMP ( $I_{PMP}$ ):	89,9	44,9
Intensidad $I_{SC}$ :	94,2	47,1

Tabla 12 Resumen de los parámetros eléctricos del campo solar en STC.

### 1.5.5. Cableado

En este apartado se elegirá el cableado a utilizar tanto en la parte de corriente alterna como continua.

Respecto a las caídas de tensión se suele considerar el criterio expuesto en el PCT del IDAE, que indica “los conductores de la parte de continua (DC) deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte de alterna (AC) para que la caída de tensión sea inferior del 2 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.”

Se decide montar los inversores dentro de la planta baja. Se instalarán debajo de los puntos por los que bajan los cables, para reducir la longitud necesaria para el cableado DC.

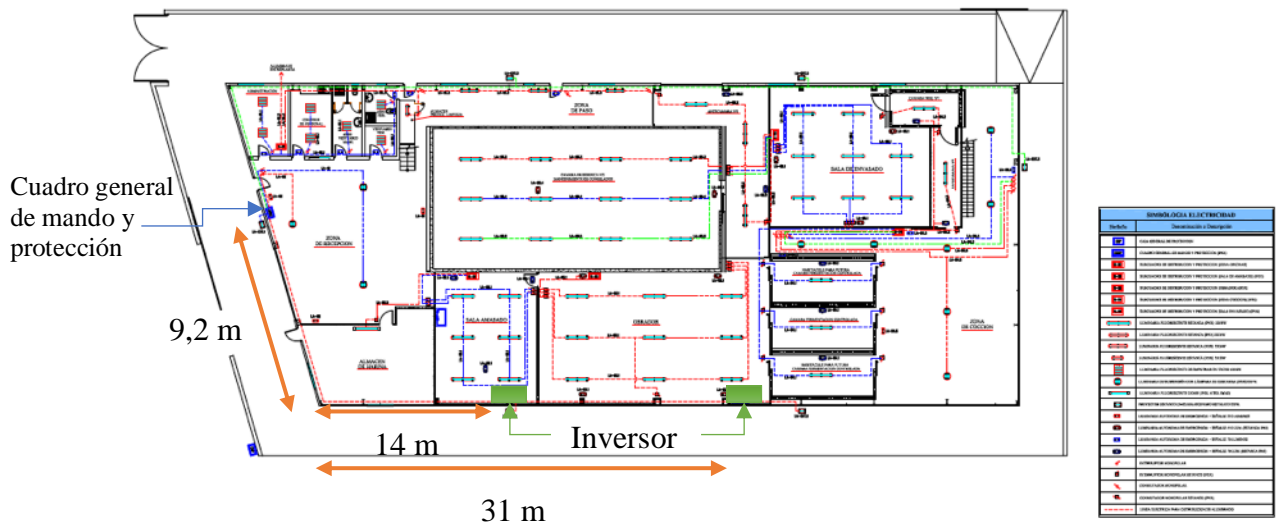


Fig 11 Situación del inversor y el cuadro general de mando y distribución.



En la siguiente figura se puede ver un modelo 3D de la distribución elegida, donde:

- El cableado DC es magenta.
- El cableado AC es cian.
- Los inversores son las cajas amarillas.
- El cuadro general de mando y protección es rojo.

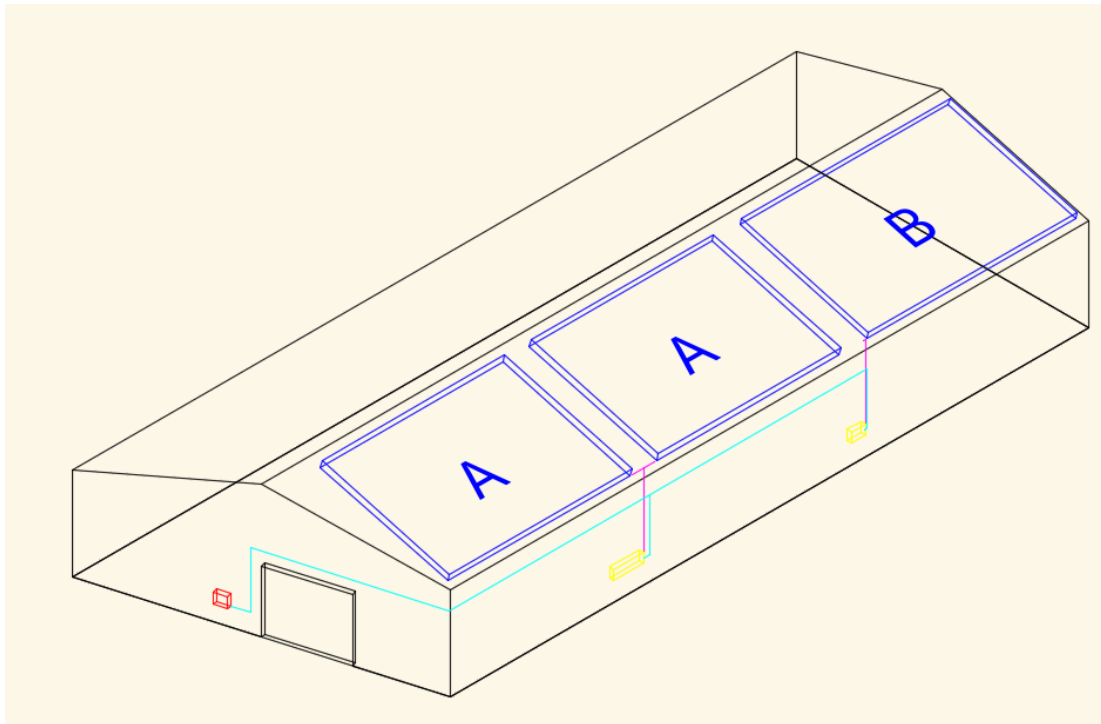


Fig 12 Esquema 3D de la distribución diseñada.

#### 1.5.5.1. Cableado DC

El cableado de DC se conectará primero los módulos de cada rama utilizando sus mangueras, 14 módulos en el campo A y 16 módulos en el campo B, y los extremos de las ramas se llevarán por la estructura de los paneles hasta la parte inferior de la cubierta. Desde allí, bajarán mediante bandeja hasta el inversor correspondiente.

Cada módulo está separado 1,009 m del siguiente, y el módulo donde se cambia de fila se une al siguiente a una distancia de 1,96 m. Cada módulo posee dos cables de 1,2 m de 4mm. La unión de los módulos se puede realizar con estas mangueras. A continuación, se calcula la longitud del cable en cada rama:

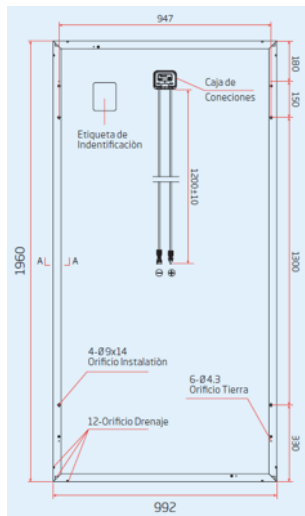


Fig 13 Esquema del modulo A-330M extraído de su Datasheet

Campo A

$$1,2m \cdot 2 \text{ cables} \cdot 14 \text{ modulos} = 33,6 m$$

Campo B

$$1,2m \cdot 2 \text{ cables} \cdot 16 \text{ modulos} = 38,4 m$$

Diseñando con los valores de la rama mas alejada, se debe sumar los 38,4 m de mangueras de la rama, los 10,09 m que recorrerá el cable por la azotea, y los 7 m de bajada desde lo alto de la nave. Lo que implica una longitud de 55,5 m.

El cable necesario para que la caída de tensión en esta parte de la instalación no supere el 1% es:

Circuito	longitud (m)	$I_n$ (A)	$I_{125\%}$ (A)	$V_n$ (V)	$\Delta V(\%)$	$\Delta V_{ini}$ (V)	$S_{calc.}$ (mm <sup>2</sup> )	$S_{elegida}$ (mm <sup>2</sup> )
DC	55,5	8,9	11,2	604,8	1,00%	6,05	3,97	4

Tabla 13 Cálculo de sección para el cableado DC más largo.

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Diámetro del conductor mm	Diámetro exterior del cable (valor mín.) mm	Diámetro exterior del cable (valor máx.) mm	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Caída de tensión (continua o alterna cos φ = 1) V/A km
1x1,5	1,6	4,4	4,8	29	13,7	25	26,5
1x2,5	1,9	4,7	5,1	43	8,21	34	15,92
1x4	2,4	5,2	5,6	58	5,09	46	9,96
1x6	2,9	5,7	6,1	76	3,39	59	6,74
1x10	4,0	6,8	7,2	120	1,95	82	4
1x16	5,5	8,3	9,0	178	1,24	110	2,51
1x25	6,4	10,0	10,7	273	0,795	140	1,59
1x35	7,5	11,1	11,8	364	0,565	174	1,15
1x50	9	12,6	13,3	500	0,393	210	0,85
1x70	10,8	14,4	15,2	686	0,277	269	0,59
1x95	12,6	16,2	17	899	0,21	327	0,42
1x120	14,3	17,7	18,7	1131	0,164	380	0,34
1x150	15,9	19,7	20,7	1382	0,132	438	0,27
1x185	17,5	21,3	22,3	1669	0,108	500	0,22
1x240	20,5	24,2	25,5	2208	0,0817	590	0,17

(1) Instalación monofásica (corriente continua o alterna) en bandeja al aire (40°C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.  
→ XLPE2 con instalacion tipo F → columna 13 (1x monofásica).

Radio mínimo de curvatura = 3 x diámetro exterior. Tensión máxima de tracción: 15 N/mm<sup>2</sup> en posición final, 50 N/mm<sup>2</sup> durante la instalación.

Tabla 14 Características de los cables de la marca Prysmian extraída de su catálogo.

Para el campo B se decide mantener la sección de 4 mm, de esta forma la caída de potencia será inferior al 1,2 %, respetando la norma.

La potencia perdida por rama es ( $\Delta P_{DC\_rama}$ ) a continuación, se calcula la más larga.

$$\Delta P_{DC\_rama} = \rho \cdot \frac{2 \cdot L}{S} \cdot I_{DC}^2 = \frac{1}{51,9} \cdot \frac{(2 \cdot 55,5 \text{ m})}{4 \text{ mm}^2} \cdot 8,99^2 = 43,2 \text{ W}$$

El campo esta formando por 15 ramas, cada rama tiene una longitud como se pudo ver en la Fig 10, aplicando la formula anterior se calcula las perdidas en cada una:

Campo	Rama	Longitud (m)	Perdida (w)
A	5--10	55,50	43,20
	4--9	53,48	41,63
	3--8	51,46	40,05
	2--7	49,45	38,48
	1--6	47,43	36,91
B	1	55,50	43,20
	2	53,48	41,63
	3	51,46	40,05
	4	49,45	38,48
	5	47,43	36,91
Total (W)			600

Tabla 15 Cálculo de las perdidas del cableado DC.

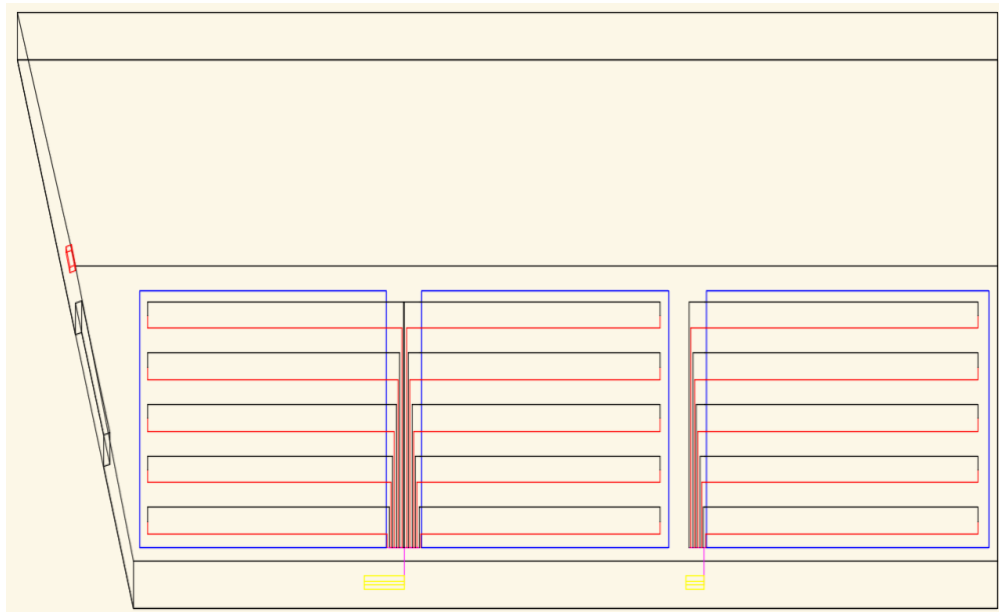


Fig 14 Cableado DC

### 1.5.5.2. Cableado AC

Se calcula la máxima intensidad que circulará en el cableado AC para cada inversor:

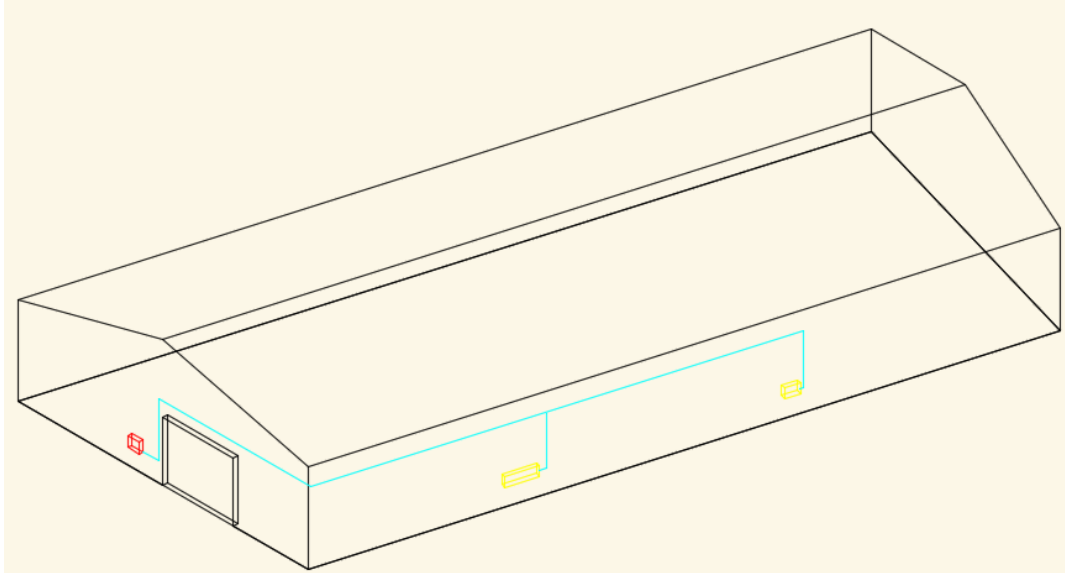


Fig 15 Cableado AC

$$P_{AC} = P_{DC} \cdot \eta = 3 \cdot V_{L-N rms} \cdot I_{L rms}$$

$$I_{L rms-A} = \frac{P_{DC} \cdot \eta}{3 \cdot V_{L-N rms}} = \frac{47600 \cdot 0,987}{3 \cdot 230} = 68 A$$

$$I_{L rms-B} = \frac{P_{DC} \cdot \eta}{3 \cdot V_{L-N rms}} = \frac{27200 \cdot 0,986}{3 \cdot 230} = 38,8 A$$

El diseño del cableado AC tiene en cuenta que en total hay 23,2 metros entre la salida AC del inversor trifásico del campo A y el punto de conexión con la red de suministro, mientras que el inversor del campo B se halla a 40,2 m:

Circuito	Campo	longitud (m)	$I_n$ (A)	$I_{125\%}$ (A)	$V_n$ (V)	$\Delta V(\%)$	$\Delta V_{ini}(V)$	$S_{calc.}$ (mm <sup>2</sup> )	$S_{elegida}$ (mm <sup>2</sup> )
AC (trifásica)	A	23,2	66,71	83,39	400	0,7%	2,80	23,05	25
	B	40,2	38,12	47,65	400	0,7%	2,80	22,82	25

Tabla 16 Cálculo de sección para el cableado AC

La pérdida de potencia en los tres cables de salida trifásica se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\Delta P_{AC} = 3 \cdot \rho \cdot \frac{L}{S} \cdot I_{L-rms}^2$$

$$\Delta P_{AC-A} = 3 \cdot \frac{1}{51,9} \cdot \frac{23,2}{25 \text{ mm}^2} \cdot 68^2 = 248 \text{ W}$$

$$\Delta P_{AC-B} = 3 \cdot \frac{1}{51,9} \cdot \frac{(40,2)}{25 \text{ mm}^2} \cdot 38,8^2 = 140 \text{ W}$$

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Intensidad admisible enterrado (2) A
3 G 1.5	0.7	9.2	120	13.3	24	No Permitido
3 G 2.5	0.7	10.1	160	7.98	33	No Permitido
3 G 4	0.7	11.1	215	4.95	45	No Permitido
3 G 6	0.7	12.3	282	3.3	57	53
3 G 10	0.7	14.7	430	1.91	76	70
3 G 16	0.7	17.8	650	1.21	105	91
3 x 25	0.9	21.4	946	0.78	110	96
3 x 35	0.9	24.9	1355	0.55	137	117
3 x 50	1	28.6	1869	0.38	167	138
3 x 70	1.1	32.1	2530	0.27	214	170
3 x 95	1.1	36.4	3322	0.20	259	202
3 x 120	1.2	40.3	4301	0.16	301	230
3 x 150	1.4	44.9	5332	0.12	343	260
3 x 185	1.6	49.8	6521	0.10	391	291
3 x 240	1.7	56.1	8576	0.08	468	336
3 x 300	1.8	61.8	10633	0.06	565	380

Tabla 17 Características de los cables de la marca Prysmian extraída de su catálogo.

### 1.5.5.3. Pérdidas totales en el cableado

A continuación, se suman las pérdidas en DC 600 W y las pérdidas de AC 388 W, un total de 988 W, por tanto, las pérdidas en conductores supondrán un porcentaje del:

$$L_{cond}(\%) = \frac{\Delta P_{total}}{P_{pk}} \cdot 100 = \frac{988}{74800} \cdot 100 = 1,32 \%$$

### 1.5.6. Protecciones

El inversor ya posee de fusibles que protegerán el cableado de DC. Como se ve en las siguientes figuras:

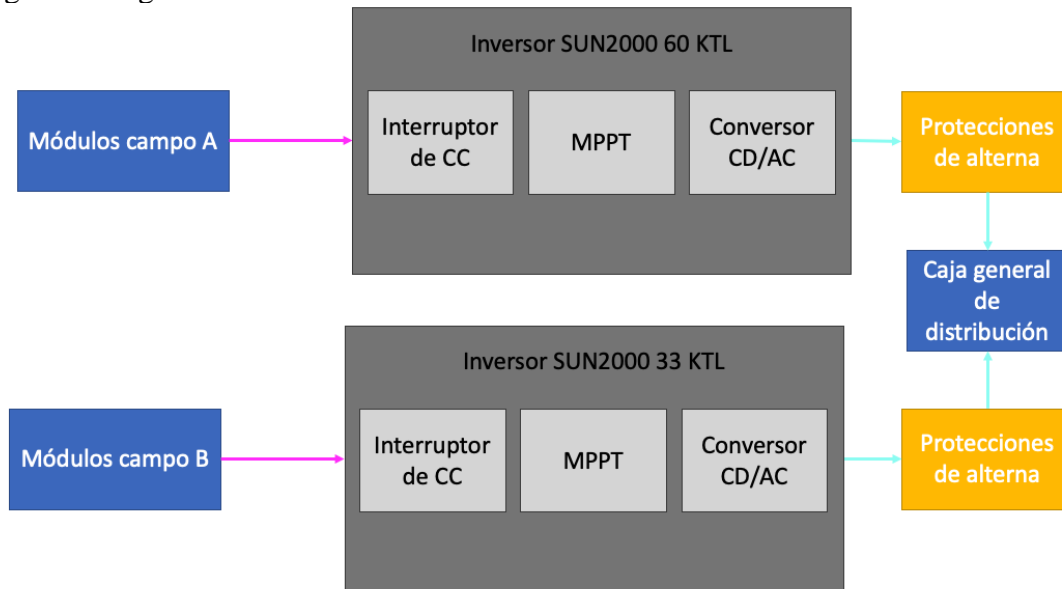


Fig 16 Esquema conceptual del circuito.

Respecto a la salida de AC se protegerá con un interruptor magnetotérmico que permita el paso de la corriente nominal del inversor:

- SUN2000 33KTL 48 A
- SUN2000 60KTL 79,4 A

Y lo proteja si llega a al máximo amperaje que resiste el cable, 110 A

Se calcula la máxima intensidad posible generada por la línea, es decir cuando el voltaje este en su menor valor.

$$I_{L\_rms\_max} = \frac{P_{DC} \cdot \eta_{max}}{3 \cdot V_{L-N\ rms\_min}}$$

$$I_{L\_rms\_max\_A} = \frac{47600 \cdot 0,987}{3 \cdot 230 \cdot 85\%} = 80$$

$$I_{L\_rms\_max\_A} = \frac{27200 \cdot 0,986}{3 \cdot 230 \cdot 85\%} = 45,72$$

Se toma los valores máximos del inversor, es decir 43,3 A y 79,4 A se eligen magnetos del calibre inmediatamente superior. De manera que si la corriente pasa de la máxima que debe enviar el inversor el magneto abra el circuito antes de que los cables puedan deteriorarse.

- SUN2000 33KTL ⇒ Interruptor automático Schneider Compact NSXm 50A 3P.
- SUN2000 60KTL ⇒ Interruptor automático Schneider Compact NSXm 80A 3P.

Y el diferencial elegido será de el amperaje inmediatamente superior al magneto:

- SUN2000 33KTL ⇒ Interruptor diferencial Schneider iID - 4P – 63 A.
- SUN2000 60KTL ⇒ Interruptor automático Schneider iID - 4P -100 A.
- 



Automático 50/100A



Diferencial 63/80 A

Ilustración 5 Imagen del interruptor automático y del diferencial elegidos extraídos de sus datasheet



## 1.6. Estimación de energía producida

Una vez diseñada la planta sola se procede a estimar la energía generada en un periodo de 30 años. Se realizarán dos estimaciones, cada una usará una fuente de HSP diferente. Se tendrán en cuenta los siguientes factores:

- Una degradación de los módulos que baja la eficacia un 0,68% / año.
- Pérdida de un 4% por inclinación no óptima.
- Pérdida de un 2% por suciedad.
- Pérdida de un 2% por disparidad de parámetros.
- Pérdida de un 2% por la radiación reflejada.
- Pérdida de un 1,32% por cableado.
- Pérdida por la eficacia del inversor 1,4%.

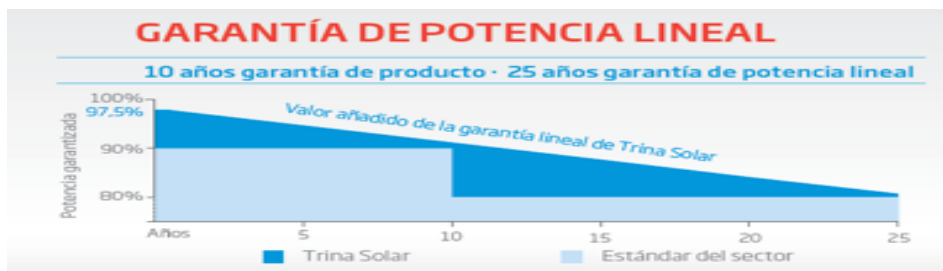


Fig 17 Gráfica de la eficiencia de los paneles en función del tiempo extraída de su datasheet

A continuación, se calculan las pérdidas por temperatura para cada mes:

Mes	Temperatura ambiente:	Temperatura panel:	Pérdidas temp.	PR temperatura	PR <sub>total</sub>
Enero	12,35	42,35	0,071	0,93	0,80
Febrero	13,41	43,41	0,075	0,92	0,79
Marzo	15,54	45,54	0,084	0,92	0,79
Abril	18,66	48,66	0,097	0,90	0,78
Mayo	22,32	52,32	0,112	0,89	0,76
Junio	26,52	56,52	0,129	0,87	0,75
Julio	29,27	59,27	0,141	0,86	0,74
Agosto	29,06	59,06	0,140	0,86	0,74
Septiembre	25,25	55,25	0,124	0,88	0,75
Octubre	21,32	51,32	0,108	0,89	0,77
Noviembre	16,16	46,16	0,087	0,91	0,79
Diciembre	12,75	42,75	0,073	0,93	0,80
Promedio	<b>20,22</b>	<b>50,22</b>	<b>0,10</b>	<b>0,90</b>	<b>0,77</b>

Fig 18 Cálculo de las pérdidas causadas por la temperatura mensualmente.

Una vez calculado el coeficiente de pérdidas por temperatura para cada mes se procede a calcular la generación de energía con las dos fuentes de radiaciones.



### 1.6.1.1. HSP PVGIS

Producción de energía con los valores de PVGIS						
Mes	nº días	HSP(10º) (kWh/(m²día))	PR	kWh/día	kWh/sem	kWh/mes
ENERO	31	2,52	0,80	150,54	1053,80	4666,82
FEBRERO	28	3,14	0,79	186,71	1306,96	5227,83
MARZO	31	4,09	0,79	240,90	1686,30	7467,92
ABRIL	30	4,56	0,78	264,83	1853,81	7944,91
MAYO	31	5,21	0,76	297,55	2082,82	9223,93
JUNIO	30	5,46	0,75	305,78	2140,44	9173,31
JULIO	31	5,45	0,74	301,27	2108,87	9339,27
AGOSTO	31	4,90	0,74	271,14	1897,95	8405,19
SEPTIEMBRE	30	4,27	0,75	240,56	1683,95	7216,94
OCTUBRE	31	3,44	0,77	197,37	1381,58	6118,43
NOVIEMBRE	30	2,45	0,79	143,90	1007,31	4317,05
DICIEMBRE	31	2,26	0,80	134,77	943,42	4177,99
<b>PROMEDIO:</b>		3,98	3,98	0,77	227,94	1595,60
<b>TOTAL ANUAL</b>					<b>83279,59</b>	

Tabla 18 Energía anual generada el primer año utilizando como fuente HSP de PVGIS

### Estudio de la pérdida de potencia generada por envejecimiento de los módulos fotovoltaicos (0.68 % / año)

	Energía (kW/h)		Energía (kW/h)		Energía (kW/h)
Año 1	83279,59	Año 11	77786,76	Año 21	72656,22
Año 2	82713,29	Año 12	77257,81	Año 22	72162,16
Año 3	82150,84	Año 13	76732,46	Año 23	71671,45
Año 4	81592,21	Año 14	76210,68	Año 24	71184,09
Año 5	81037,38	Año 15	75692,44	Año 25	70700,04
Año 6	80486,33	Año 16	75177,73	Año 26	70219,28
Año 7	79939,02	Año 17	74666,53	Año 27	69741,78
Año 8	79395,44	Año 18	74158,79	Año 28	69267,54
Año 9	78855,55	Año 19	73654,51	Año 29	68796,52
Año 10	78319,33	Año 20	73153,66	Año 30	68328,70

<b>Producción total en 30 años (KW/h)</b>	<b>2266988,13</b>
-----------------------------------------------	-------------------

Tabla 19 Energía generada durante 30 años utilizando como fuente HSP de PVGIS

### 1.6.1.2. HSP HMSistemas

Producción de energía con los valores de HMSistemas						
Mes	nº días	HSP (10 <sup>0</sup> ) (kW/h/(m <sup>2</sup> día))	PR	kW/h/día	kW/h/sem	kW/h/mes
ENERO	31	3,32	0,81	199,97	1399,78	6199,02
FEBRERO	28	4,79	0,80	287,17	2010,16	8040,66
MARZO	31	5,22	0,79	309,99	2169,94	9609,73
ABRIL	30	6,24	0,78	365,39	2557,70	10961,58
MAYO	31	7,20	0,77	414,58	2902,09	12852,13
JUNIO	30	7,61	0,75	429,70	3007,87	12890,87
JULIO	31	8,32	0,75	463,71	3245,94	14374,88
AGOSTO	31	7,19	0,75	401,13	2807,90	12434,96
SEPTIEMBRE	30	5,91	0,76	335,70	2349,92	10071,11
OCTUBRE	31	4,62	0,77	267,26	1870,79	8284,92
NOVIEMBRE	30	3,31	0,79	196,02	1372,11	5880,48
DICIEMBRE	31	2,74	0,80	164,75	1153,22	5107,10
<b>PROMEDIO:</b>		5,54	5,54	0,78	319,61	2237,29
<b>TOTAL ANUAL</b>						<b>116707,43</b>

Tabla 20 Energía anual generada el primer año utilizando como fuente HSP de HMSistemas

### Estudio de la pérdida de potencia generada por envejecimiento de los módulos fotovoltaicos (0.68 % / año)

	Energía (kW/h)		Energía (kW/h)		Energía (kW/h)
Año 1	116707,43	Año 11	109009,82	Año 21	101819,91
Año 2	115913,82	Año 12	108268,55	Año 22	101127,54
Año 3	115125,60	Año 13	107532,32	Año 23	100439,87
Año 4	114342,75	Año 14	106801,10	Año 24	99756,88
Año 5	113565,22	Año 15	106074,86	Año 25	99078,53
Año 6	112792,98	Año 16	105353,55	Año 26	98404,80
Año 7	112025,98	Año 17	104637,14	Año 27	97735,64
Año 8	111264,21	Año 18	103925,61	Año 28	97071,04
Año 9	110507,61	Año 19	103218,92	Año 29	96410,96
Año 10	109756,16	Año 20	102517,03	Año 30	95755,36

Producción total en 30 años (KW/h)

3176941,17

Tabla 21 Energía generada durante 30 años utilizando como fuente HSP de HMSistemas.

### 1.6.2. Balance energético.

Se compara a continuación de manera mensual la energía producida. Y se obtiene el porcentaje de energía ahorrada anualmente con las dos fuentes de HSP.

### 1.6.2.1. HSP PVGIS

	kW/h. Consumidos	kW/h. producidos el 1º año	kW/h producidos el 30º año
<b>Enero</b>	56725,54	4666,82	3829,00
<b>Febrero</b>	51235,97	5227,83	4289,30
<b>Marzo</b>	56725,54	7467,92	6127,23
<b>Abril</b>	54895,68	7944,91	6518,59
<b>Mayo</b>	56725,54	9223,93	7567,99
<b>Junio</b>	54895,68	9173,31	7526,46
<b>Julio</b>	56725,54	9339,27	7662,63
<b>Agosto</b>	56725,54	8405,19	6896,23
<b>Septiembre</b>	54895,68	7216,94	5921,31
<b>Octubre</b>	56725,54	6118,43	5020,01
<b>Noviembre</b>	54895,68	4317,05	3542,02
<b>Diciembre</b>	56725,54	4177,99	3427,93
<b>Total</b>	667897,44	83279,59	68328,70

Tabla 22 Comparación de la energía consumida y la energía producida con las HSP de PVGIS.

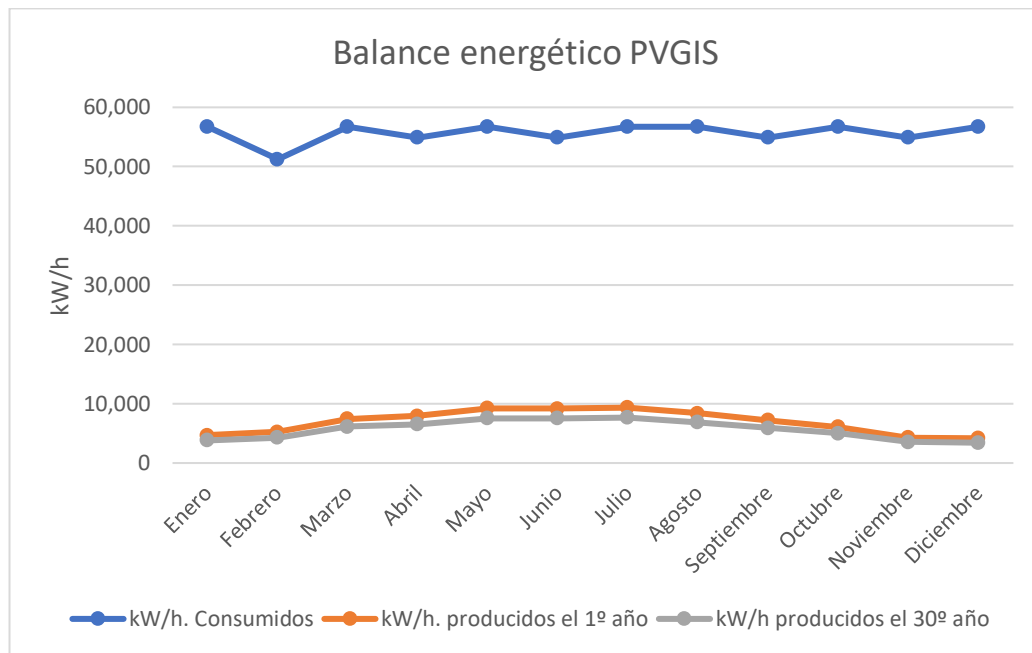


Fig 19 Comparación de la energía consumida con la energía producida con las HSP de PVGIS

### 1.6.2.2. HSP HMSistemas

	kW/h. Consumidos	kW/h. producidos el 1º año	kW/h producidos el 30º año
Enero	183715,92	49488,52	40604,03
Febrero	165936,96	63112,89	51782,46
Marzo	183715,92	72789,47	59721,84
Abril	177789,60	78508,81	64414,41
Mayo	183715,92	85632,74	70259,40
Junio	177789,60	78240,86	64194,56
Julio	183715,92	81480,31	66852,45
Agosto	183715,92	70870,23	58147,15
Septiembre	177789,60	62960,42	51657,36
Octubre	183715,92	56346,01	46230,42
Noviembre	177789,60	44062,48	36152,10
Diciembre	183715,92	40514,45	33241,03
<b>Total</b>	<b>2163106,80</b>	<b>784007,19</b>	<b>643257,20</b>

Tabla 23 Comparación de la energía consumida y la energía producida con las HSP de HMSistemas.

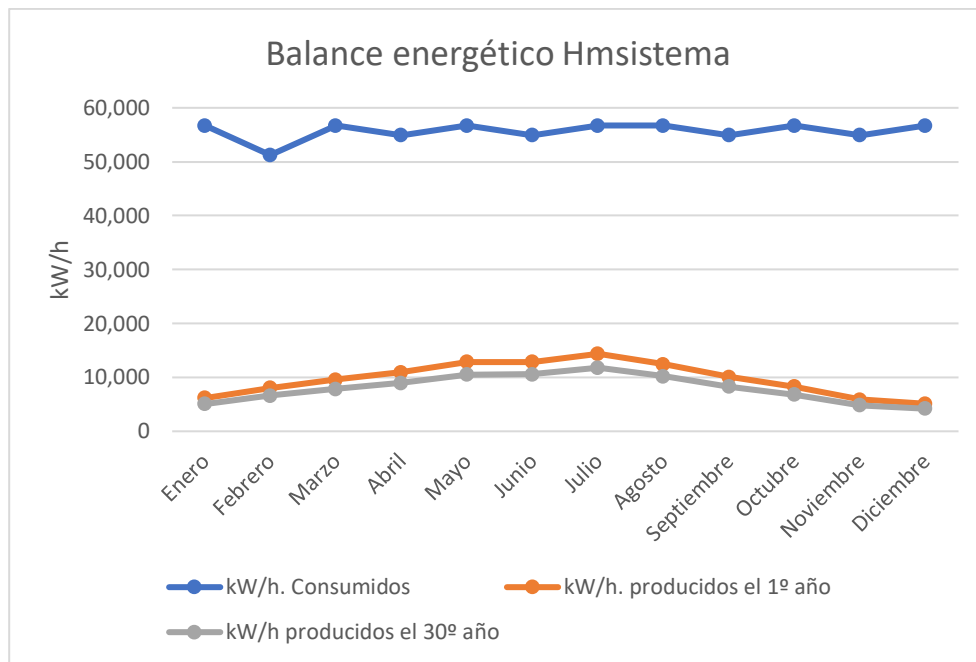


Fig 20 Tabla 23 Comparación de la energía consumida y la energía producida con las HSP de HMSistemas.



### 1.6.2.3. Cumplimiento de objetivos.

Tal y como dice el apartado de objetivos, se pretende alcanzar un ahorro mínimo de energía del 10 % anual.

A continuación, se calcula el ahorro conseguido en el primer año ( $E_1$ ) y en el último año ( $E_{30}$ ) para las dos fuentes de datos de HSP

- PVGIS

$$E_1 = \frac{\text{Energía producida el 1º año}}{\text{Energía anual consumida}} = \frac{83279,58}{667897,44} = 0,1247 \rightarrow 12,47 \%$$

$$E_{30} = \frac{\text{Energía producida el 30º año}}{\text{Energía anual consumida}} = \frac{68328,70}{667897,44} = 0,1023 \rightarrow 10,23\%$$

- HMSistemas

$$E_1 = \frac{\text{Energía producida el 1º año}}{\text{Energía anual consumida}} = \frac{116707,42}{667897,44} = 0,1747 \rightarrow 17,47\%$$

$$E_{30} = \frac{\text{Energía producida el 30º año}}{\text{Energía anual consumida}} = \frac{95755,36}{667897,44} = 0,1434 \rightarrow 14,34\%$$

**En todos los casos se cumple el objetivo de ahorrar como mínimo un 10%.**



## 2. PRESUPUESTO

A continuación, se detalla el presupuesto para el proyecto:

DESCRIPCION	cantidad	precio unitario
<b>MÓDULOS</b>		
PANEL SOLAR 340W POLICRISTALINO -TSM340-PE14	220	142,64 €
ESTRUCTURA COPLANAR PARA 8 MÓDULOS	30	211,96 €
<b>INVERSORES</b>		
INVERSOR SUN200 60 KML	1	4.137,57 €
INVERSOR SUN200 33 KML	1	2.559,89 €
<b>CABLEADO</b>		
CABLE NEGRO 4MM2	772 m	0,45 €
ROJO 4MM2	772 m	0,45 €
MANGUERA TRIFÁSICA 3X25MM	63 m	8,34 €
<b>PROTECCIONES</b>		
TERMINAL DE 70 MM	12	0,31 €
MAGNETOTÉRMICO 50 A LV426104	1	345,43 €
MAGNETOTÉRMICO 100 A LV426107	1	403,89 €
DIFERENCIAL 63 A A9R16463	1	373,58 €
DIFERENCIAL 100 A A9R14491	1	619,40 €
CONECTORES ADATATIVOS PACK DE 4 A9XPCM04	4	15,69 €
<b>MANO DE OBRA</b>		
INSTALACIÓN	5 días	42,00 €/h
<b>Total</b>		<b>49.138,35 €</b>

### 2.1. Tasa de retorno

A continuación, se estima cuanto tiempo tardará el cliente en recuperar su inversión, teniendo en cuenta que el precio del kW/ hora industrial se estima en 0,084€ según la fuente EUROSTAT.

Mediante la Tabla 19 y Tabla 21 se obtiene el dinero ahorrado por año:





### Dinero ahorrado respecto a la fuente PVGIS

	Dinero ahorrado		Dinero ahorrado		Dinero ahorrado
Año 1	6.995,49 €	Año 11	6.534,09 €	Año 21	6.103,12 €
Año 2	6.947,92 €	Año 12	6.489,66 €	Año 22	6.061,62 €
Año 3	6.900,67 €	Año 13	6.445,53 €	Año 23	6.020,40 €
Año 4	6.853,75 €	Año 14	6.401,70 €	Año 24	5.979,46 €
Año 5	6.807,14 €	Año 15	6.358,17 €	Año 25	5.938,80 €
Año 6	6.760,85 €	Año 16	6.314,93 €	Año 26	5.898,42 €
Año 7	6.714,88 €	Año 17	6.271,99 €	Año 27	5.858,31 €
Año 8	6.669,22 €	Año 18	6.229,34 €	Año 28	5.818,47 €
Año 9	6.623,87 €	Año 19	6.186,98 €	Año 29	5.778,91 €
Año 10	6.578,82 €	Año 20	6.144,91 €	Año 30	5.739,61 €

Producción total en 30 años 190.427,00 €

Tabla 24 Dinero ahorrado respecto a la fuente PVGIS

### Dinero ahorrado respecto a la fuente HMSistemas

	Dinero ahorrado		Dinero ahorrado		Dinero ahorrado
Año 1	9.803,42 €	Año 11	9.156,82 €	Año 21	8.552,87 €
Año 2	9.736,76 €	Año 12	9.094,56 €	Año 22	8.494,71 €
Año 3	9.670,55 €	Año 13	9.032,72 €	Año 23	8.436,95 €
Año 4	9.604,79 €	Año 14	8.971,29 €	Año 24	8.379,58 €
Año 5	9.539,48 €	Año 15	8.910,29 €	Año 25	8.322,60 €
Año 6	9.474,61 €	Año 16	8.849,70 €	Año 26	8.266,00 €
Año 7	9.410,18 €	Año 17	8.789,52 €	Año 27	8.209,79 €
Año 8	9.346,19 €	Año 18	8.729,75 €	Año 28	8.153,97 €
Año 9	9.282,64 €	Año 19	8.670,39 €	Año 29	8.098,52 €
Año 10	9.219,52 €	Año 20	8.611,43 €	Año 30	8.043,45 €

Producción total en 30 años 266.863,06 €

Tabla 25 Dinero ahorrado respecto a la fuente HMSistemas



Por tanto, la inversión se recuperaría:

- Según los datos obtenidos de PVGIS se recuperaría en 8 años
- Según los datos obtenidos de HMSistemas se recuperaría en 6 años

### 3. CONCLUSIONES

A continuación, se hará un breve repaso de las decisiones tomadas en el proyecto:

Se ha elegido los módulos de Trina Solar 340TSM, unos módulos monocristalinos que tienen un buen rendimiento y un muy buen precio.

Se ha elegido montar los módulos apaisados y sobre la cubierta ya que es la forma que permite instalar hasta 240 módulos, no obstante, se han eliminado dos columnas de 10 módulos cada una para crear dos pasillos que posibilitará la limpieza y el mantenimiento de los paneles.

Por tanto, se han instalado **220 paneles** de 340 W es decir **74,8 kW**

Teniendo en cuenta la distribución de los paneles en 2 mallas de 7x10, es decir, 47,6 kW (campo A) y otra malla de 8x10, 27,2 kW (campo B) se decide conectar los módulos del campo A al inversor de 60kW y los del campo B al inversor de 33kW

Los dos inversores permiten que haya una rama por MPPT, optimizando los resultados y minimizando las pérdidas. Gracias a que los inversores contienen protecciones para el paso de continua son conectadas las ramas directamente al inversor mediante cable de 4mm.

Respecto a la parte de electricidad alterna se conecta la salida de los dos inversores a la caja general de mando y protecciones, donde se han incluido dos magnetotérmico y dos diferenciales. Desde ahí se conectan a un contador bidireccional y de esta forma la compañía suministradora de energía deducirá los kW/h producidos por la planta.

Tras la realización del estudio se considera una opción muy interesante para el cliente. No tanto por razones de ahorro energético, ya que la reducción no es de ni un cuarto respecto al consumo anual, si no por motivos económicos. Aunque la planta suponga una inversión de casi 50.000 € generará un ahorro de entre 7.000 y 10.000 € anuales. Por lo que en menos de una década la inversión será recuperada, y significaría una cantidad de dinero muy importante a deducir de la factura del cliente.

A demás los gastos de mantenimiento son muy bajos, como limpiar las placas o comprobar el estado del inversor.



## 4. NORMATIVA APLICABLE

Por la naturaleza del proyecto y las actividades desarrolladas se verá afectado por las siguientes normativas:

- Ley 54/1997, Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Plantas fotovoltaicos conectadas a red.
- RD 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- RD 244/2019 de 5 de abril 19 Regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica
- RD 1955/2000, de 1 de diciembre, la que gestiona las actividades de logística, comercialización, distribución y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- RD 842/2002, de 2 de agosto, Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-09-02).
- RD 314/2006, de 17 de marzo, aprobación del Código Técnico de la Edificación.
- RD 661/2007, de 25 de mayo, regulación de la actividad de generación de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, regula las condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
- UNE 20460, norma sobre instalaciones eléctricas.



## 5. PLIEGO DE CONDICIONES

El objetivo del presente pliego de condiciones es regular el montaje, instalación y puesta en marcha de la planta, estableciendo el nivel de calidad y técnico del proyecto. Se establecen los derechos y deberes del contratista, sus técnicos y encargados, e incluye las relaciones entre los mismos.

### 5.1. Módulos:

Cumplirán con la UNE-EN 61215, mediante el correspondiente certificado

Los módulos instalados coincidirán con el modelo escogido en el presente documento, y poseerá una identificación de dicha marca, módulo e ID.

Siguiendo el criterio establecido por el IDAE en “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red”

“La distancia mínima entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.”

Cualquier módulo que presente un defecto de fabrica como grietas, células desalineadas etc será desechado.

Los módulos poseerán elemento de desconexión para facilitar su mantenimiento.

### 5.2. Inversor

Se elegirá modelos capaces de gestionar toda la potencia instalada.

Se priorizará que cada rama tenga su propio MMPT para minimizar las pérdidas en caso de que algún modulo no funcione correctamente.

Estará protegido frente a cortocircuitos y sobretensiones.

Serán instalados respetando las distancias mínimas establecidas por su fabricante.

### 5.3. Estructura de montaje

Deben seguir lo establecido en el CTE.

Los anclajes sujetaran como máximo los módulos esableciods por el propio fabricante.

Se harán los anclajes suficientes establecidas por el fabricante para evitar flexiones de los módulos, además de permitir las dilataciones térmicas sin transmitir fuerzas que puedan poner en riego los módulos.



## 5.4. Cableado

Se utilizarán conductores de cobre, con una sección que asegure una caída de tensión máxima de 1,5 % en la parte de corriente continua, y de hasta un 2% para la parte de corriente alterna, además su utilizará suficiente longitud para que no haya esfuerzos innecesarios.

## 5.5. Protecciones

Las protecciones cumplirán con el RD 1699/2011 del 18 de noviembre. En los cableados trifásicos se protegerá cada fase por separado.

## 5.6. Montaje

Se comenzará instalando la estructura de sujeción, asegurando el buen estado de la zona de instalación con las adecuadas cimentaciones, anclajes y una vez colocada en caso de tejados se asegurará que las obra no hayan provocado ningún tipo de filtración.

Una vez instalada la estructura se colocarán los módulos utilizando el sistema Hook, respetando las distancias establecidas por el fabricante.

Se realiza el conexionado eléctrico utilizando los bornes de los módulos, Se identifica con etiquetas plásticas a que rama pertenece cada cable. Se une los cableados de las diferentes ramas mediante bridas a la estructura. Evitando cables sueltos que puedan desconectarse o producir accidentes.

El inversor se instalará respetando las limitaciones de este, como pueden ser temperatura, presencia de polvo humedad etc. Se podrá instalar sobre edificaciones prefabricadas o directamente en un muro mediante el soporte del fabricante.

La instalación del inversor será realizada por un técnico cualificado.

Antes de conectar el cableado se comprobará su correcta continuidad.

Finalmente se realizará el conexionado de los cables y el apriete a los perfiles de sujeción del cableado.

## 5.7. Mantenimiento

Una vez realizada la instalación y la puesta en marcha se procederá a comprobar que la energía suministrada no difiere más de un 10% la calculada con las condiciones del momento de la medición: Potencia generada por el inversor, temperatura ambiente y radiación solar, las medidas se realizaran tal y como indica el IDEA.

Tras la entrega de la obra el cliente deberá buscar un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo para garantizar el buen funcionamiento de la planta.



## 6. PLANOS

Se adjuntan los planos utilizados en el estudio, todos ellos están en formato A3:

- 6.1. **Plano 0 Emplazamiento de la nave**
- 6.2. **Plano 1 Esquema general de la nave**
- 6.3. **Plano 2 Disposición de los paneles**
- 6.4. **Plano 3 Situación de los inversores**
- 6.5. **Plano 4 Cableado DC**
- 6.6. **Plano 5 Cableado AC**
- 6.7. **Plano 6 Esquema**





TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA  
INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA



Proyecto:

Instalación fotovoltaica de conexión a red de 75  
kW para panadería industrial en polígono de  
Murcia.

Plano:

Emplazamiento de la nave

Autor:

José Francisco García Hernández

Fecha:

Julio  
2019

Escala:

1:2000

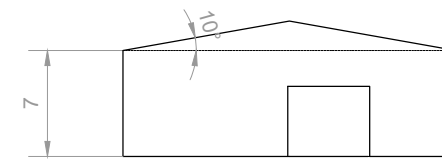
Nº Plano:

00

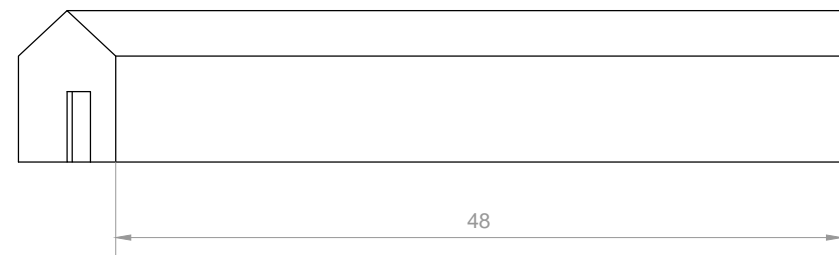




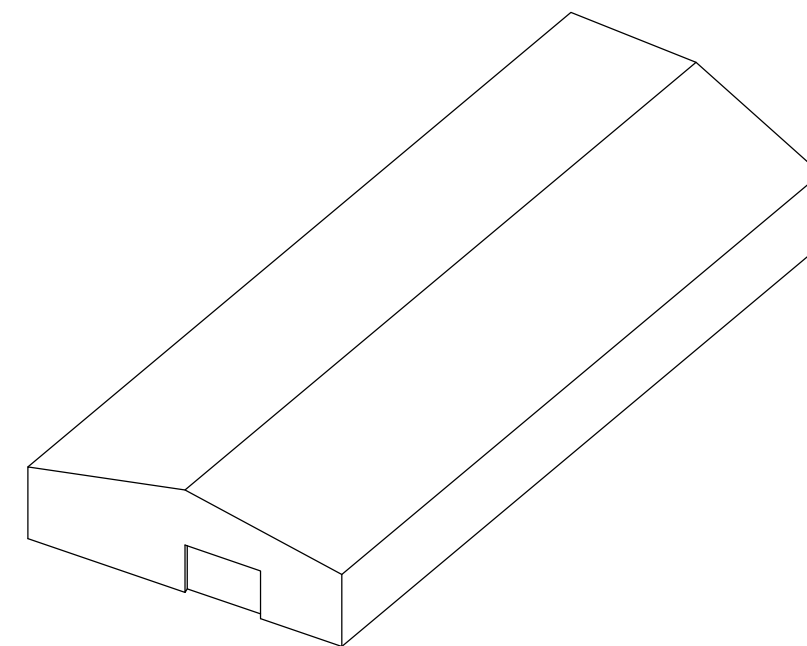
Planta de cubiertas



Alzado frontal

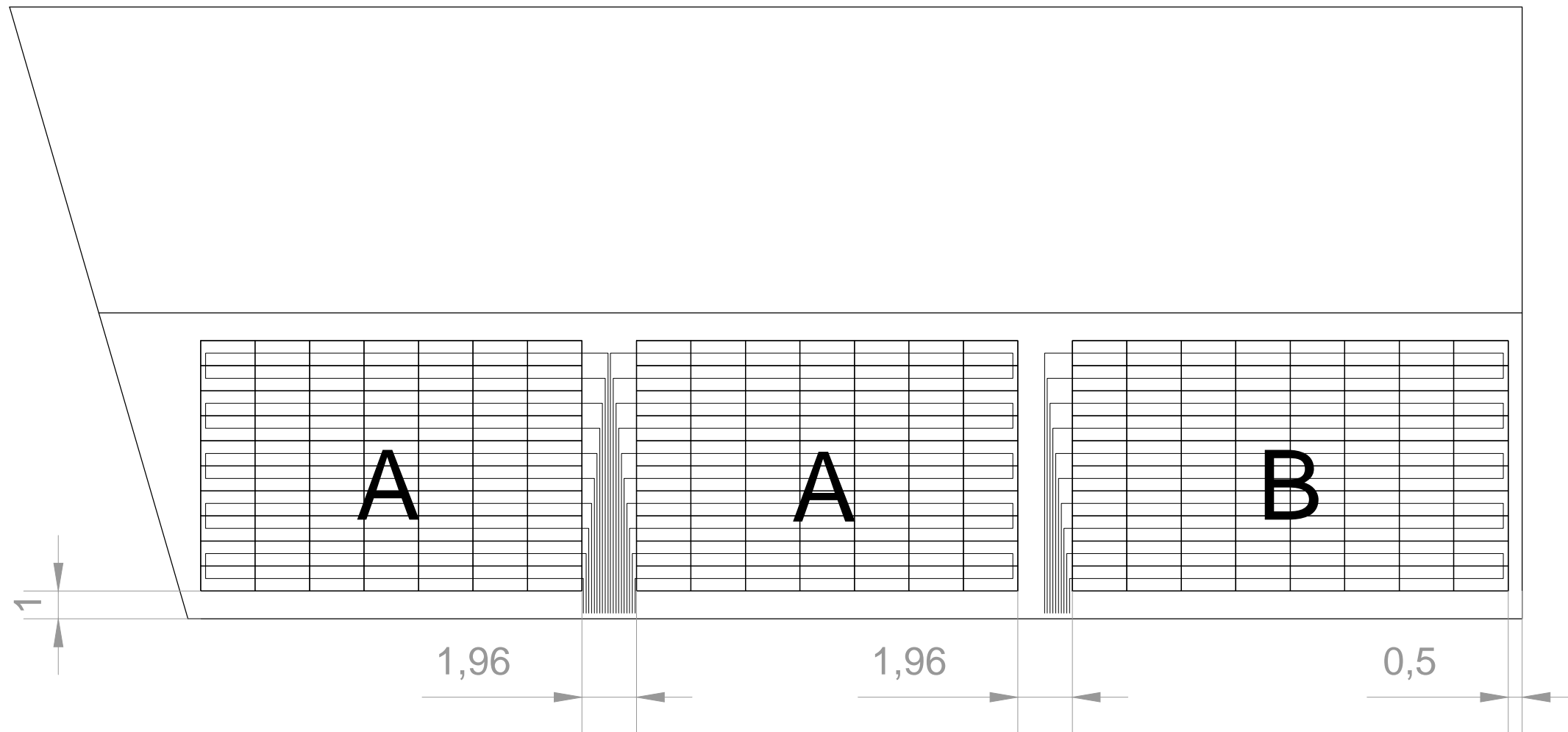


Alzado lateral





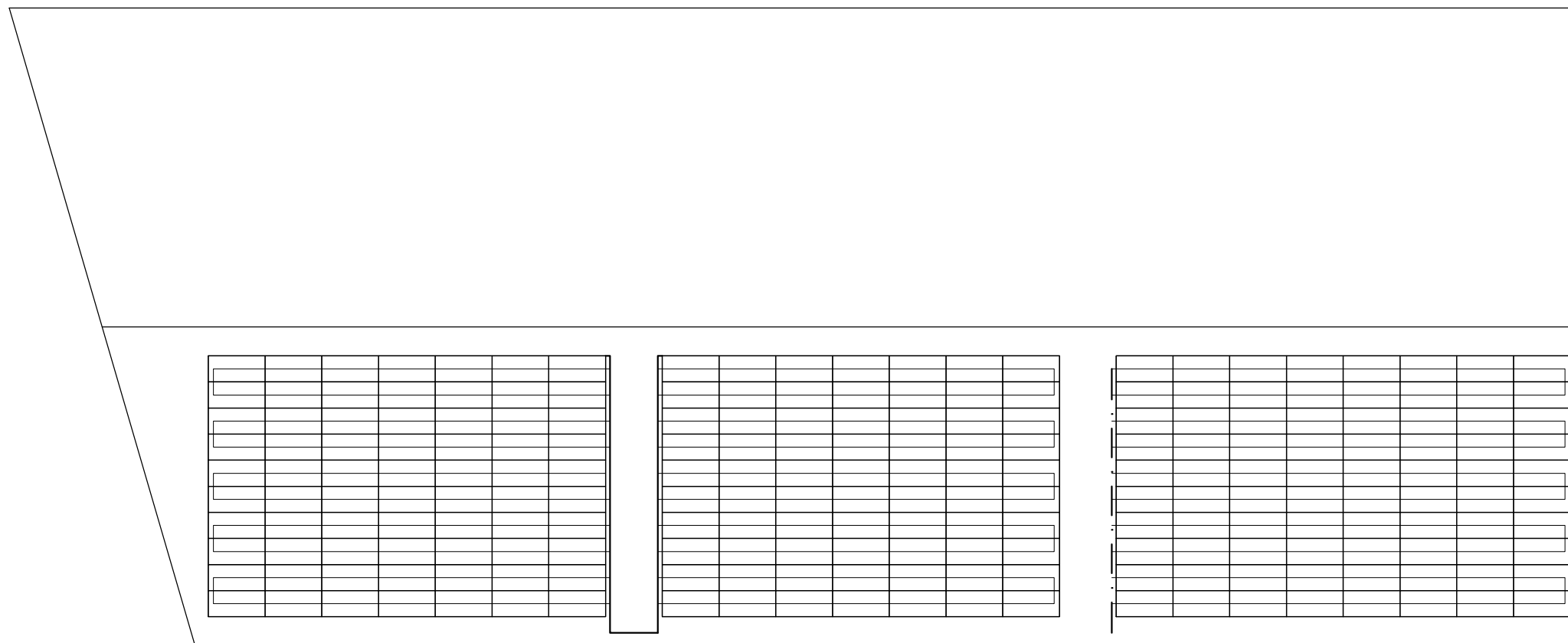
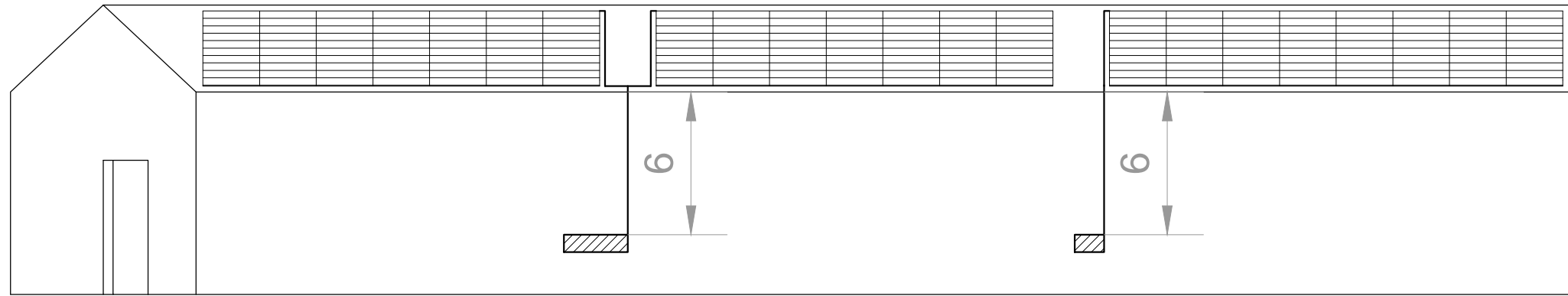
Axonometría volumétrica







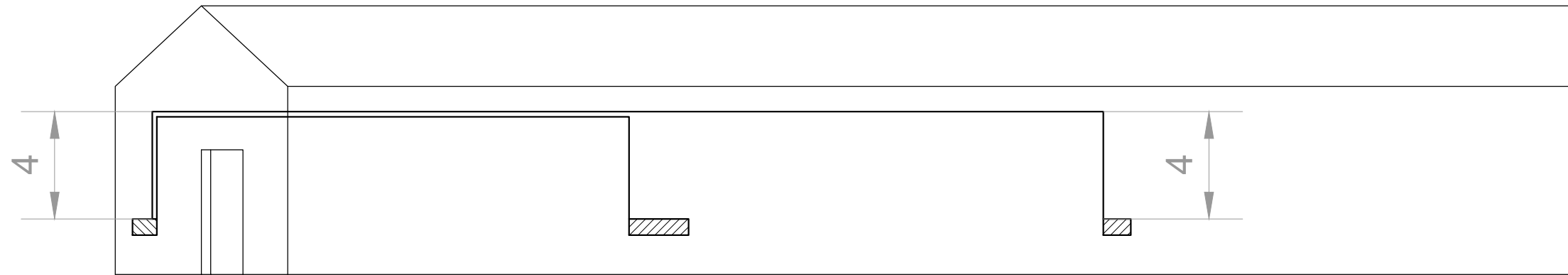




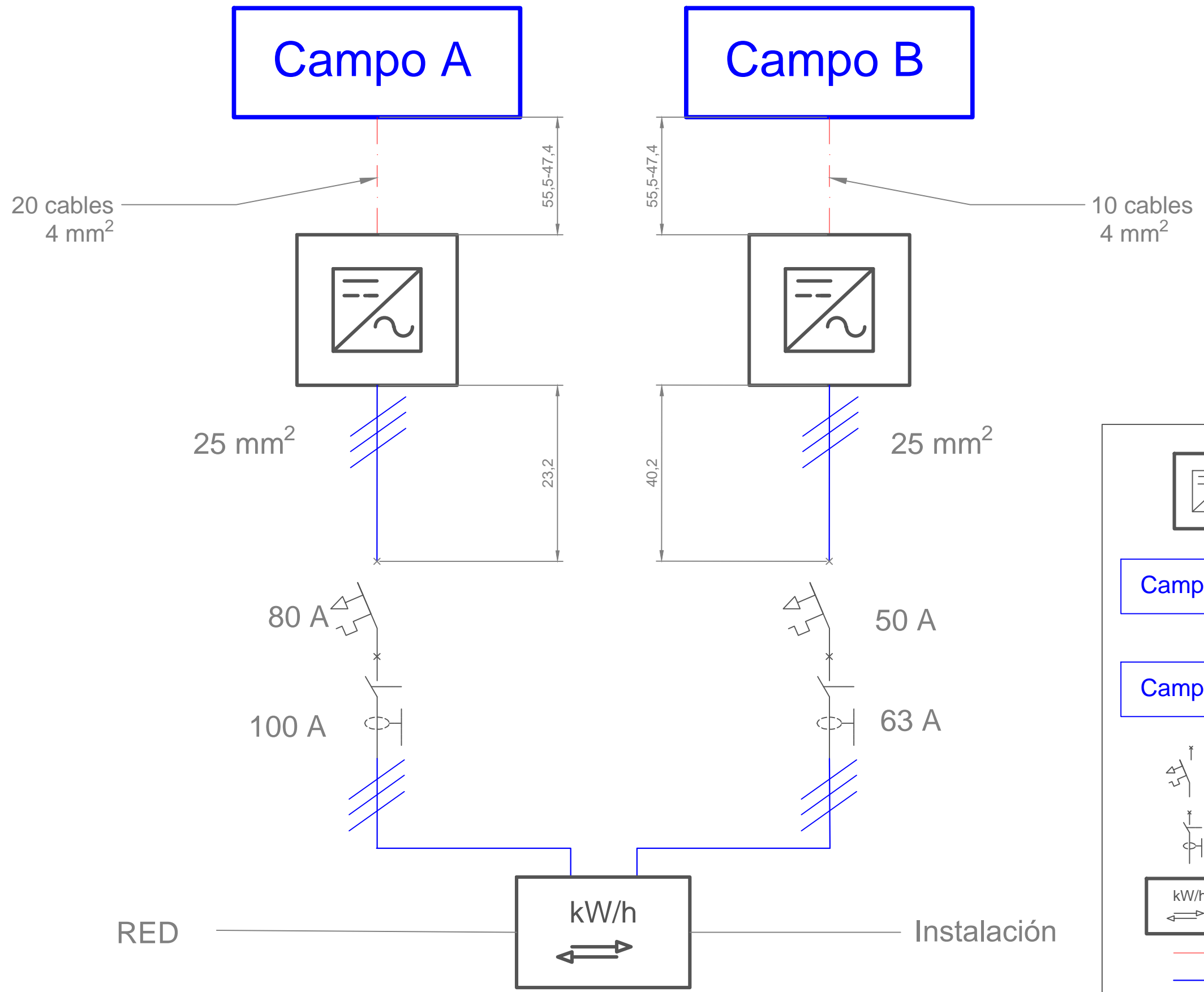
-  Inversor
-  Caja de distribución general



-  Inversor
-  Cable 4 mm<sup>2</sup>
-  Bajante campo A
-  Bajante campo B



- Inversor
- Caja de distribución general
- Cable 3x25 mm<sup>2</sup>



	Inversor
<span style="border: 1px solid blue; padding: 2px;">Campo A</span>	Campo fotovoltaico formado por 10 ramas de 14 módulos
<span style="border: 1px solid blue; padding: 2px;">Campo B</span>	Campo fotovoltaico formado por 5 ramas de 16 módulos
	Interrutor automatico magnetotermico
	Interrutor automatico diferencial
	Contador bidireccional
<span style="color: red;">—</span>	Cableado DC
<span style="color: blue;">—</span>	Cableado AC



## **7. ANEXOS.**

A continuación, se incluyen las hojas de datos de los elementos utilizados y documentos de interés:

### **7.1. Módulos**

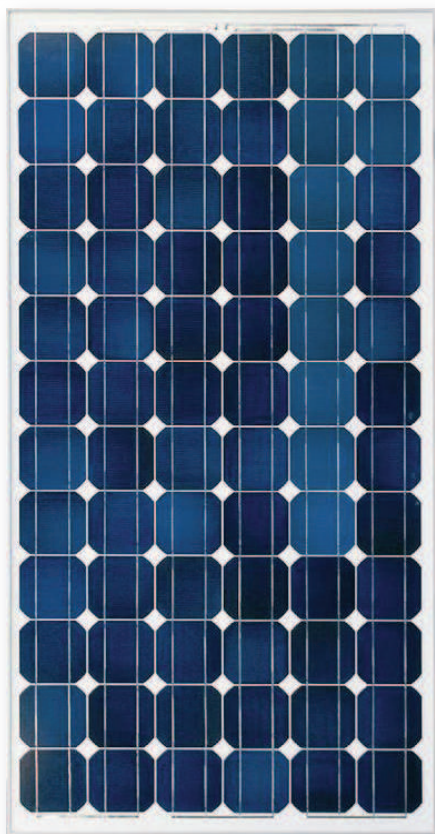
### **7.2. Inversores**

### **7.3. Protecciones**

### **7.4. Precio del kW/h**

# **+Ultra** *nueva gama*

➔ Módulo fotovoltaico  
**A-320M / A-325M / A-330M (TYCO 3.2)**



**+UltraTolerancia positiva**  
Positiva 0/+5 Wp

**+UltraCalidad**  
Anti Hot-Spot

**+UltraGarantía**  
10 años de garantía de producto

**+UltraFiabilidad**  
En el mercado desde 1979

**+UltraResistencia**  
Cristal templado de 3.2 mm

**+UltraTES**  
Verificación eléctrica célula a célula



Sistema único  
en el mercado,  
patentado por  
Atersa.



Características eléctricas (STC: 1kW/m<sup>2</sup>, 25°C±2°C y AM 1,5)\*

	A-320M	A-325M	A-330M
Potencia Nominal (0/+5 W)	320 W	325 W	330 W
Eficiencia del módulo	16,45%	16,71%	16,96%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,52 A	8,60 A	8,67 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	37,56 V	37,82 V	38,07 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,99 A	9,06 A	9,12 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	46,08 V	46,43 V	46,78 V

Parámetros térmicos

Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% /°C
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% /°C
Coefficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /°C

Características físicas

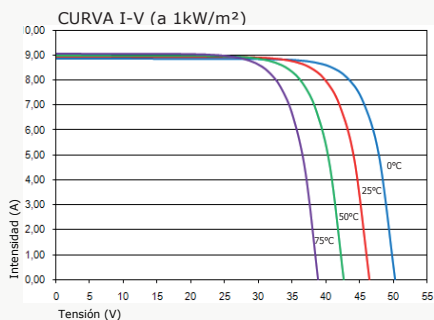
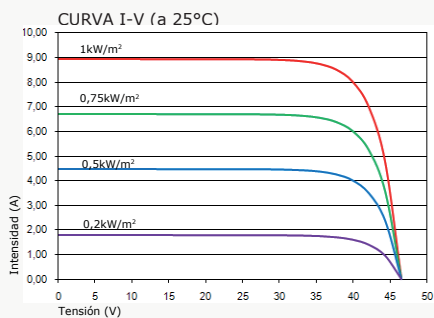
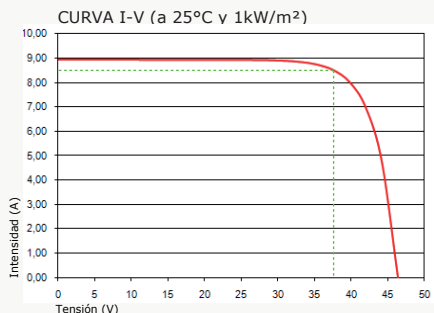
Dimensiones (± 2 mm)	1965x990x40
Peso (± 0,5 kg)	22,5
Área (m <sup>2</sup> )	1,95
Tipo de célula (± 1 mm)	Monocristalina 156x156 mm (6 pulgadas)
Células en serie	72 (6x12)
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 3,2 mm
Marco	Aleación de aluminio anodizado o pintado en poliéster
Caja de conexiones	TYCO IP67
Cables	Cable Solar 4 mm <sup>2</sup> 1200 mm
Conectores	TYCO PV4

Rango de funcionamiento

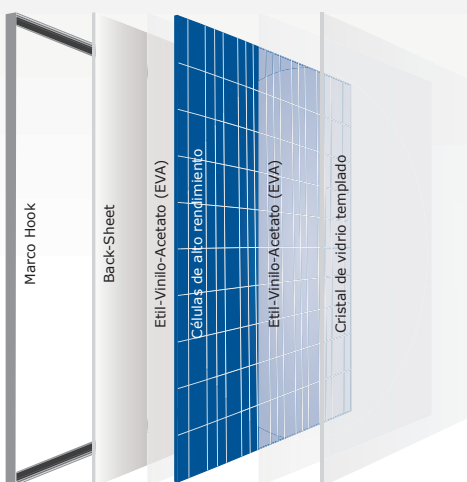
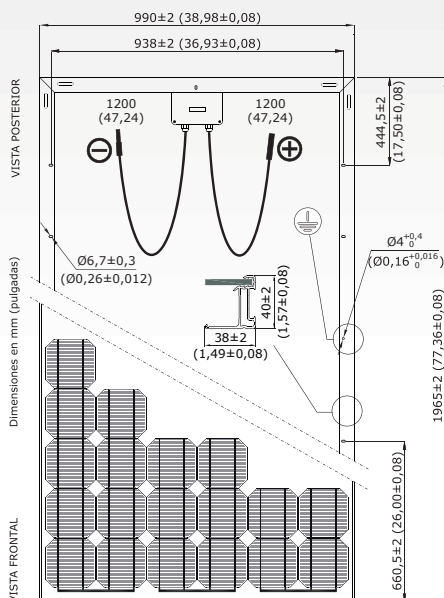
Temperatura	-40°C a +85°C
Máxima Tensión del Sistema / Protección	1000 V / CLASS II
Carga Máxima Viento / Nieve	2400 Pa (130 km/h)
Máxima Corriente Inversa (IR)	15,1 A

\*Especificaciones eléctricas medidas en STC. NOCT: 47±2°C. Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

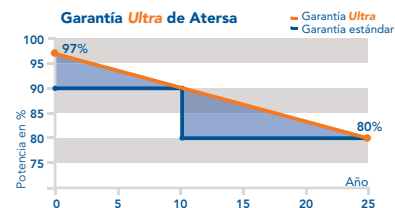
Curvas modelo A-320M



Vista genérica de la construcción de un módulo fotovoltaico



- Módulos por caja: **25 uds**
- Peso por palé: **595 kg**
- En un contenedor de 40 pies entran 21 cajas: **525 paneles**
- En un contenedor de 40 pies HC entran 22 cajas: **550 paneles**
- En un contenedor de 20 pies entran 9 cajas: **225 paneles**
- En un camión TAUTLINER entran 26 cajas: **650 paneles**



NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

➔ [www.atersa.com](http://www.atersa.com) • [atersa@elecnor.com](mailto:atersa@elecnor.com)  
Madrid 915 178 452 • Valencia 902 545 111

Revisado: 24/02/17  
Ref.: MU-6M (5) 6x12-D (TY 3.2)  
© Atersa SL, 2015





# TALLMAX MODULE

## TSM-PD14

**72 CÉLULAS**  
MÓDULO MULTICRISTALINO

**320-340W**  
RANGO DE POTENCIA

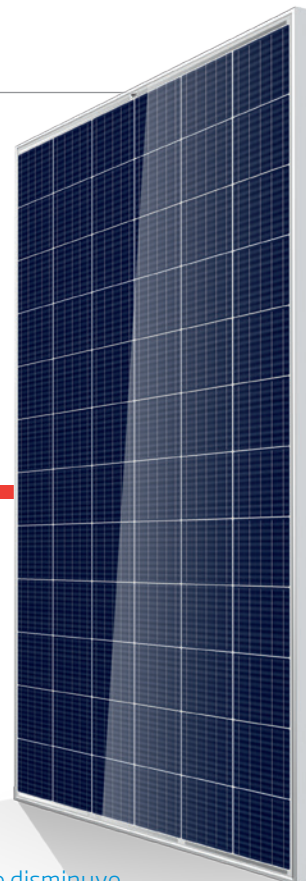
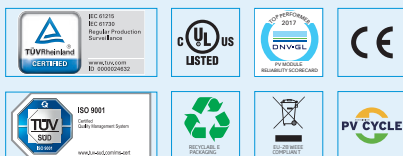
**17,5%**  
MÁXIMA EFICIENCIA

**0/+5W**  
TOLERANCIA POSITIVA  
DE POTENCIA

Pays Fundada en 1997, Trina Solar es un proveedor líder de soluciones fotovoltaicas. Creemos que la cooperación con nuestros socios es crítica para alcanzar el éxito. Trina Solar distribuye hoy sus productos a más de 60 países del mundo. Trina Solar es capaz de suministrar un servicio excepcional a cada cliente en cada mercado, y la innovación y fiabilidad de sus productos viene respaldadas por ser Trina Solar una compañía sólida y estable. Estamos comprometidos en construir colaboraciones estratégicas y mutuamente beneficiosas con instaladores, distribuidores y desarrolladores de proyectos de todo el mundo.

### Productos detallados y certificados de sistema

IEC61215/IEC61730/UL1703/IEC61701/IEC62716  
 ISO 9001: Sistema de gestión de calidad  
 ISO 14001: Sistema de gestión medioambiental  
 ISO14064: Verificación de gases efecto invernadero  
 OHSAS 18001: Sistema de gestión de seguridad y salud ocupacional



### Ideal para grandes proyectos

- Mayor superficie con más potencia que disminuye el tiempo de instalación y los costes del BOS
- Optimizado para instalaciones con seguidor



### Uno de los módulos con mayor confianza de la industria

- Rendimiento probado en campo
- Solidez financiera de Trina Solar confirmada por bancos e inversores



### Altamente fiable gracias a su riguroso control de calidad

- Todos los módulos han de pasar una inspección de electroluminescencia
- Más de 30 tests en fábrica (UV, TC, HF, y muchos más)
- Los tests en fábrica van más allá de los requisitos de certificación
- Resistente a la degradación inducida por potenciales eléctricos
- Certificado UL 1000 V / IEC 1000 V

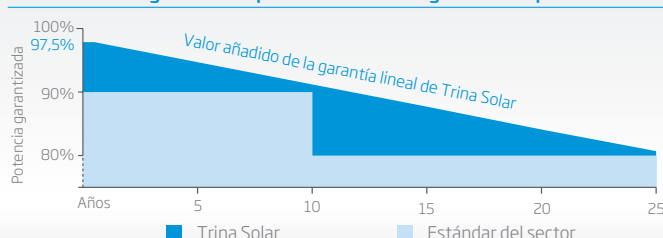


### Certificado para condiciones medioambientales extremas

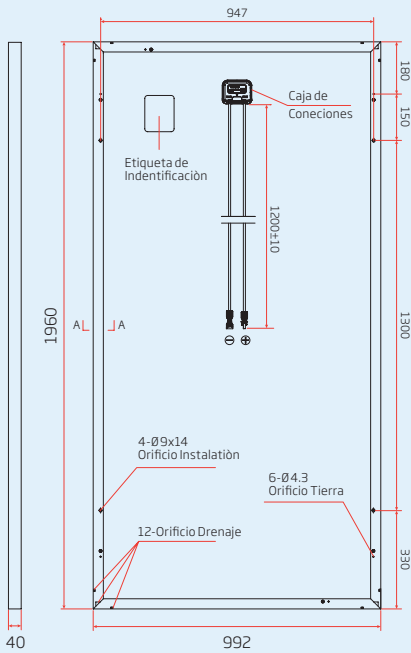
- Cargas de viento de 130 km/h (2400 Pa)
- Cargas de nieve de 900 kg por módulo (5400 Pa)
- Piedra de granizo de de 35 mm a 97 km/h
- Resistencia al amoníaco
- Resistencia a la niebla salina
- Resistencia a la abrasión por arena y polvo

### GARANTÍA DE POTENCIA LINEAL

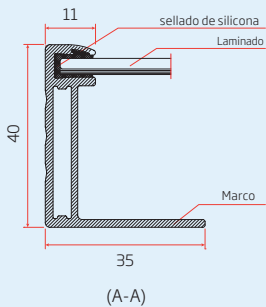
10 años garantía de producto · 25 años garantía de potencia lineal



## DIMENSIONES DEL MÓDULO FV TSM-PD14 (Unidad: mm)

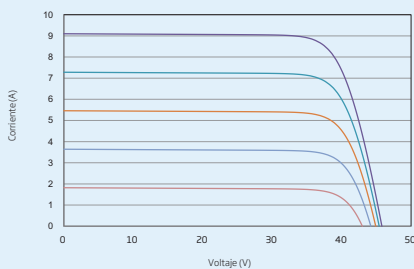


Vista trasera

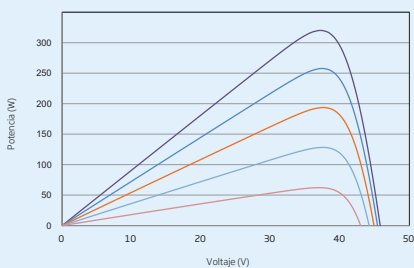


(A-A)

## CURVAS I-V DEL MÓDULO FV (320W)



## CURVAS P-V DEL MÓDULO FV (320W)



DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES STC	TSM-320 PD14	TSM-325 PD14	TSM-330 PD14	TSM-335 PD14	TSM-340 PD14
Potencia nominal-P <sub>máx</sub> (Wp)*	320	325	330	335	340
Tolerancia de potencia nominal (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Tensión en el punto P <sub>máx</sub> -V <sub>MP</sub> (V)	37,1	37,2	37,4	37,6	37,8
Corriente en el punto P <sub>máx</sub> -I <sub>MPP</sub> (A)	8,63	8,73	8,83	8,91	8,99
Tensión en circuito abierto-V <sub>OC</sub> (V)	45,5	45,6	45,8	46,0	46,2
Corriente de cortocircuito-I <sub>SC</sub> (A)	9,15	9,19	9,28	9,35	9,42
Eficiencia del módulo η <sub>m</sub> (%)	16,5	16,7	17,0	17,2	17,5

STC: Irradiancia 1000W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula 25°C, masa de aire AM1.5  
\*Tolerancia en la medida: ±3%

DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES TONC	TSM-320 PD14	TSM-325 PD14	TSM-330 PD14	TSM-335 PD14	TSM-340 PD14
Potencia máx.-P <sub>MAX</sub> (Wp)	237	241	245	249	252
Tensión en el punto P <sub>máx</sub> -V <sub>MPP</sub> (V)	34,3	34,4	34,6	34,8	35,0
Corriente en el punto P <sub>máx</sub> -I <sub>MPP</sub> (A)	6,92	7,00	7,08	7,14	7,21
Tensión en circuito abierto-V <sub>OC</sub> (V)	42,1	42,2	42,4	42,6	42,8
Corriente de cortocircuito-I <sub>SC</sub> (A)	7,39	7,42	7,49	7,55	7,60

NOCT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20 °C, Wind Speed 1 m/s.

## DATOS MECÁNICOS

Células solares	Multicristalinas 156,75 × 156,75 mm
Distribución de las células	72 células (6 × 12)
Dimensiones del módulo	1960 × 992 × 40 mm
Peso	22,5 kg
Vidrio	3,2 mm, alta transparencia, recubrimiento AR y vidrio solar templado
Capa trasera	Blanca
Marco	Aleación de Aluminio anodizado
Caja de conexiones	IP 67 or IP 68 rated
Cables	Resistente a los rayos UV, sección de cables 4,0 mm <sup>2</sup> , 1200 mm
Conector	Países de la UE: 28 MC4 / UTX / TS4, Países no miembros de la UE: 28 QC4 / TS4

## LÍMITES DE TEMPERATURA

Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)	44°C (±2K)
Coefficiente de temperatura de P <sub>MAX</sub>	- 0,41%/K
Coefficiente de temperatura de V <sub>OC</sub>	- 0,32%/K
Coefficiente de temperatura de I <sub>SC</sub>	0,05%/K

## LÍMITES OPERATIVOS

Temperatura de operación	-40 a +85°C
Tensión máxima del sistema	1000V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Capacidad máxima del fusible*	15 A
Carga de nieve	5400Pa
Carga de viento	2400Pa

\*NO conectar fusibles en la caja de conexiones con dos o más strings en conexión paralela

## GARANTÍA

10 años de garantía de fabricación

25 años de garantía de potencia lineal

(Consulte la garantía de producto para más información)

## CONFIGURACIÓN DE EMBALAJE

Módulos por caja: 27 uds.

Módulos por contenedor de 40': 648 uds.

# SUN2000-60KTL-M0 Smart String Inverter



## Smart

12 strings intelligent monitoring



## Efficient

Max. efficiency 98.7%



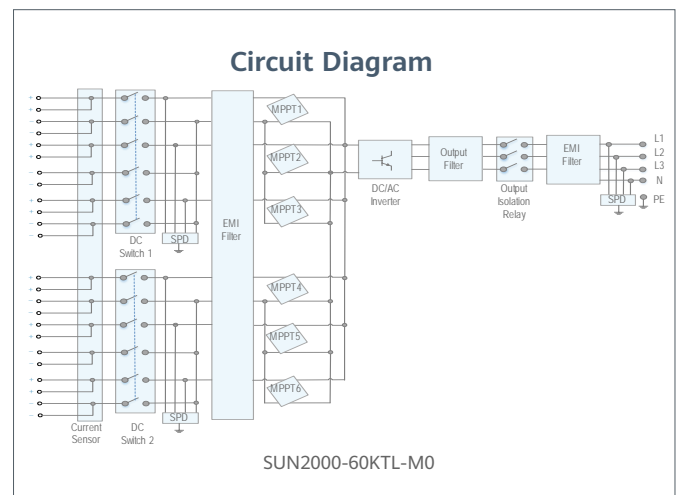
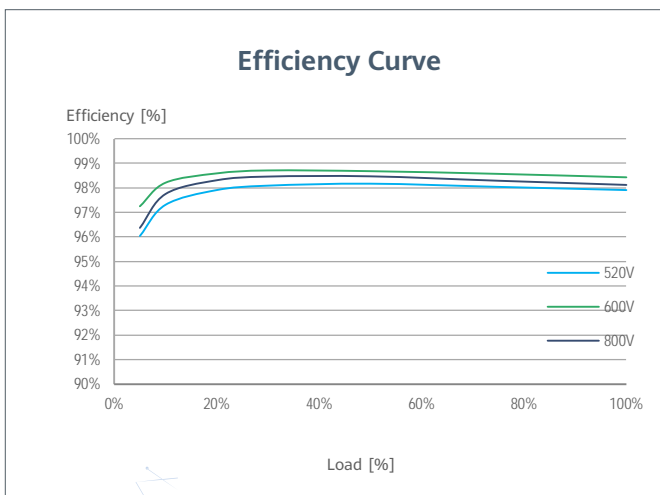
## Safe

Fuse free design



## Reliable

Type II surge arresters for DC & AC



Technical Specification	SUN2000-60KTL-MO
-------------------------	------------------

Efficiency	
Max. efficiency	98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V
European efficiency	98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V

Input	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Number of Inputs	12
Number of MPP Trackers	6

Output	
Rated AC Active Power	60,000 W
Max. AC Apparent Power	66,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	66,000 W
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings; 277 V / 480 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V
Max. Output Current	100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes

Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes

General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 inch)
Weight (with mounting plate)	74 kg (163.1 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + Terminal Clamp
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless

Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, VDE 4120, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11

# SUN2000-33KTL-A Smart String Inverter



## Smart

8 strings intelligent monitoring



## Efficient

Max. efficiency 98.6%



## Safe

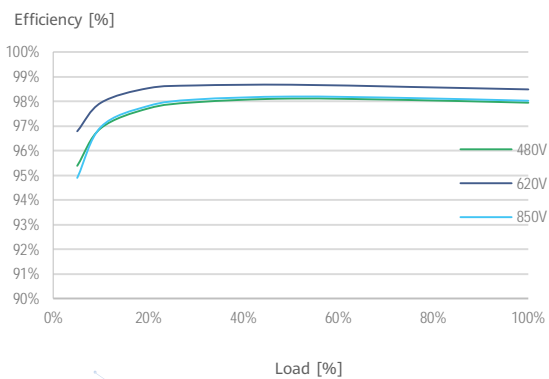
Fuse free design



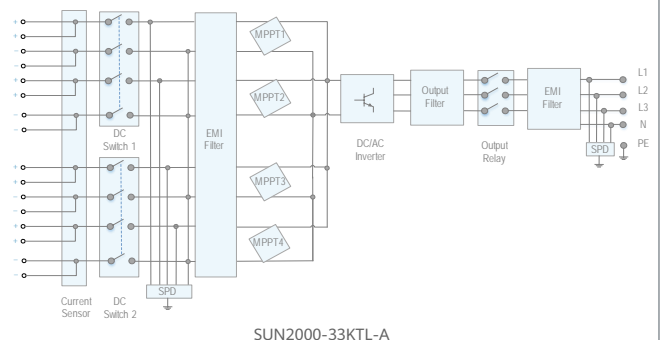
## Reliable

Type II surge arresters for DC & AC

### Efficiency Curve



### Circuit Diagram



Technical Specification	SUN2000-33KTL-A
<b>Efficiency</b>	
Max. Efficiency	98.6%
European Efficiency	98.4%
<b>Input</b>	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	250 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	620 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
<b>Output</b>	
Rated AC Active Power	30,000 W
Max. AC Apparent Power	33,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	30,000 W
Rated Output Voltage	230 V / 400 V, 3W + N + PE;
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	43.3 A
Max. Output Current	48 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
<b>Protection</b>	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
<b>Communication</b>	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes
<b>General Data</b>	
Dimensions (W x H x D)	930 x 550 x 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 inch)
Weight (with mounting plate)	62 kg (136.7 lb.)
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + OT Connector
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
<b>Standard Compliance (more available upon request)</b>	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62116
Grid Code	IEC 61727, VDE-AR-N-4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, C10/11, EN 50438-Turkey, ABNT

# Hoja de características del producto

## Características

# LV426106

interruptor automático Compact NSXm 80A 3P  
16kA a 380/415V(IEC) Borne EverLink



### Principal

Gama	Compact
Nombre del producto	Compact NSXm
Nombre corto del dispositivo	NSXm 80E
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Aplicación del dispositivo	Protección Distribución

### Complementario



[In] Corriente nominal	80 A
Descripción de los polos	3P 3R
Tipo de control	Maneta
Modo de montaje	Mediante tornillos - tipo de cable: placa) Ajustable en clip - tipo de cable: carril DIN)
Tipo de red	AC
Frecuencia de red	50/60 Hz
Capacidad de corte	16 kA 415 V AC
[Icu] rated ultimate breaking capacity	Icu 25 kA en 220...240 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 Icu 16 kA en 380...415 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 Icu 10 kA en 440 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
[Ue] Tensión nominal de empleo	690 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
[Ics] poder de corte en servicio	25 kA en 220...240 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 16 kA en 380...415 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 10 kA en 440 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV acorde a IEC 60947-2
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	800 V acorde a IEC 60947-2
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Unidad de control	TM-D
Funciones de protección de unidad de control	LI

Calibre de la unidad de disparo	80 A en 40 °C
Tipo de protección	Protección contra sobrecarga (térmica) Protección contra cortocircuitos (magnética)
Intervalo de ajuste de detección a largo plazo	0,7...1 x In
Tipo de ajuste de detección de Isd de corto retardo	Fijo
Tipo de ajuste de retardo de corta duración	Fijo
Intensidad magnética mínima de disparo	800 A
Intensidad de disparo magnético	1200 A
Poder de seccionamiento	Sí acorde a IEC 60947-2
Categoría de empleo	Categoría A
Pasos de 9 mm	9 módulo
Paso de conexión	35 mm con travesaños 27 mm sin travesaños
Conexiones - terminales	1 Terminal EverLink 2,5...95 mm <sup>2</sup> , rígido aluminio/cobre 1 Terminal EverLink 2,5...70 mm <sup>2</sup> , Flexible cobre
Par de apriete	5 N.m para 2,5...10 mm <sup>2</sup> 9 N.m para 16...95 mm <sup>2</sup>
Señalizaciones en local	Presencia de contactos auxiliares, estado 1 bandera - tipo de cable: verde)
Número de ranuras	1 ranura(s) para interruptor del auxiliar OF 1 ranura(s) para interruptor de la alarma SD 1 ranura(s) para bobina de disparo MN or MX
Power wire stripping length	20 mm

## Entorno

Etiquetas de calidad	CE
Normas	EN/IEC 60947
Certificaciones de producto	CCC EAC Marine
Color	Gris - tipo de cable: RAL 7016)
Grado de protección IP	Tapa frontal, estado 1 IP40 acorde a IEC 60529
Grado de protección IK	IK07 acorde a IEC 62262
Grado de contaminación	3 acorde a IEC 60947-1
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m sin disminución 5000 m con restricciones
Mechanical durability	20000 ciclos acorde a IEC 947-1 Annex K ed 5.2 In
Electrical durability	10000 ciclos acorde a IEC 947-1 Annex F ed 5.2 para In en 440 V
Altura	137 mm
Anchura	81 mm
Profundidad	80 mm
Peso del producto	1,06 kg
Cantidad por juego	Set de 1

## Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Declaración de REACH	 <a href="#">Declaración de REACH</a>
Cumplimiento con RoHS UE	Pro-active compliance (Product out of EU RoHS legal scope)  <a href="#">Declaración RoHS UE</a>





# Hoja de características del producto

## Características

# LV426104

interruptor automático Compact NSXm 50A 3P  
16kA a 380/415V(IEC) Borne EverLink



### Principal

Gama	Compact
Nombre del producto	Compact NSXm
Nombre corto del dispositivo	NSXm 50E
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Aplicación del dispositivo	Protección Distribución

### Complementario


[In] Corriente nominal	50 A
Descripción de los polos	3P 3R
Tipo de control	Maneta
Modo de montaje	Mediante tornillos - tipo de cable: placa) Ajustable en clip - tipo de cable: carril DIN)
Tipo de red	AC
Frecuencia de red	50/60 Hz
Capacidad de corte	16 kA 415 V AC
[Icu] rated ultimate breaking capacity	Icu 25 kA en 220...240 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 Icu 16 kA en 380...415 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 Icu 10 kA en 440 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 Icu 8 kA en 500 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
[Ue] Tensión nominal de empleo	690 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
[Ics] poder de corte en servicio	25 kA en 220...240 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 16 kA en 380...415 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 10 kA en 440 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 8 kA en 500 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV acorde a IEC 60947-2
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	800 V acorde a IEC 60947-2
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Unidad de control	TM-D

Funciones de protección de unidad de control	LI
Calibre de la unidad de disparo	50 A en 40 °C
Tipo de protección	Protección contra cortocircuitos (magnética) Protección contra sobrecarga (térmica)
Intervalo de ajuste de detección a largo plazo	0,7...1 x In
Tipo de ajuste de detección de Isd de corto retardo	Fijo
Tipo de ajuste de retardo de corta duración	Fijo
Intensidad magnética mínima de disparo	480 A
Intensidad de disparo magnético	720 A
Poder de seccionamiento	Sí acorde a IEC 60947-2
Categoría de empleo	Categoría A
Pasos de 9 mm	9 módulo
Paso de conexión	35 mm con travesaños 27 mm sin travesaños
Conexiones - terminales	1 Terminal EverLink 2,5...95 mm <sup>2</sup> , rígido aluminio/cobre 1 Terminal EverLink 2,5...70 mm <sup>2</sup> , Flexible cobre
Par de apriete	5 N.m para 2,5...10 mm <sup>2</sup> 9 N.m para 16...95 mm <sup>2</sup>
Señalizaciones en local	Presencia de contactos auxiliares, estado 1 bandera - tipo de cable: verde)
Número de ranuras	1 ranura(s) para interruptor del auxiliar OF 1 ranura(s) para interruptor de la alarma SD 1 ranura(s) para bobina de disparo MN or MX
Power wire stripping length	20 mm

## Entorno

Etiquetas de calidad	CE
Normas	EN/IEC 60947
Certificaciones de producto	CCC EAC Marine
Color	Gris - tipo de cable: RAL 7016)
Grado de protección IP	Tapa frontal, estado 1 IP40 acorde a IEC 60529
Grado de protección IK	IK07 acorde a IEC 62262
Grado de contaminación	3 acorde a IEC 60947-1
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m sin disminución 5000 m con restricciones
Mechanical durability	20000 ciclos acorde a IEC 947-1 Annex K ed 5.2 In
Electrical durability	10000 ciclos acorde a IEC 947-1 Annex F ed 5.2 para In en 440 V
Altura	137 mm
Anchura	81 mm
Profundidad	80 mm
Peso del producto	1,06 kg
Cantidad por juego	Set de 1

## Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Declaración de REACH	 Declaración de REACH
Cumplimiento con RoHS UE	Pro-active compliance (Product out of EU RoHS legal scope)

 Declaración RoHS UE

---

Comunicación ambiental

 Disponible

---

# Hoja de características del producto

## Características

# A9R14491

## Interruptor diferencial IID - 4P - 100A - 300mA - clase AC



### Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 IID
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	IID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	100 A
Tipo de red	AC
Sensibilidad de fuga a tierra	300 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo AC

### Complementario




Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V AC 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión y de corte	Idm 1500 A Im 1500 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	AC 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Tipo de montaje	Ajustable en clip

Soporte de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	8
Altura	91 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	73,5 mm
Peso del producto	0,37 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	AC-1, estado 1 10000 ciclos
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Terminal simple arriba o abajo1...35 mm <sup>2</sup> rígido Terminal simple arriba o abajo1...25 mm <sup>2</sup> Flexible Terminal simple arriba o abajo1...25 mm <sup>2</sup> flexible con terminal
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm para arriba o abajo conexión
Par de apriete	3,5 N.m arriba o abajo

## Entorno

Normas	EN/IEC 61008-1
Certificaciones de producto	SNI
Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529 IP40 - tipo de cable: envolvente modular) acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	3
Compatibilidad electromagnética	Resistencia a impulsos 8/20 µs, 250 A acorde a EN/IEC 61008-1
Temperatura ambiente de funcionamiento	-5...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

## Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Declaración de REACH	 <a href="#">Declaración de REACH</a>
Cumplimiento con RoHS UE	Pro-active compliance (Product out of EU RoHS legal scope)  <a href="#">Declaración RoHS UE</a>
Comunicación ambiental	 <a href="#">Disponible</a>

## Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

## Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

# Hoja de características del producto

## Características

# A9R16463

## Interruptor diferencial IID - 4P - 63A - 500mA - clase AC



### Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 IID
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	IID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	63 A
Tipo de red	AC
Sensibilidad de fuga a tierra	500 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo AC

### Complementario




Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V AC 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión y de corte	Idm 1500 A Im 1500 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	AC 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Tipo de montaje	Ajustable en clip

Soporte de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	8
Altura	91 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	73,5 mm
Peso del producto	0,37 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	AC-1, estado 1 15000 ciclos
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Terminal simple arriba o abajo1...35 mm <sup>2</sup> rígido Terminal simple arriba o abajo1...25 mm <sup>2</sup> Flexible Terminal simple arriba o abajo1...25 mm <sup>2</sup> flexible con terminal
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm para arriba o abajo conexión
Par de apriete	3,5 N.m arriba o abajo

## Entorno

Normas	EN/IEC 61008-1
Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529 IP40 - tipo de cable: envolvente modular) acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	3
Compatibilidad electromagnética	Resistencia a impulsos 8/20 µs, 250 A acorde a EN/IEC 61008-1
Temperatura ambiente de funcionamiento	-5...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

## Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Declaración de REACH	 <a href="#">Declaración de REACH</a>
Cumplimiento con RoHS UE	Pro-active compliance (Product out of EU RoHS legal scope)  <a href="#">Declaración RoHS UE</a>
Comunicación ambiental	 <a href="#">Disponible</a>

## Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

## Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------



## IV.12. PRECIO NETO DE LA ELECTRICIDAD PARA USO DOMÉSTICO Y USO INDUSTRIAL

Euros/kWh

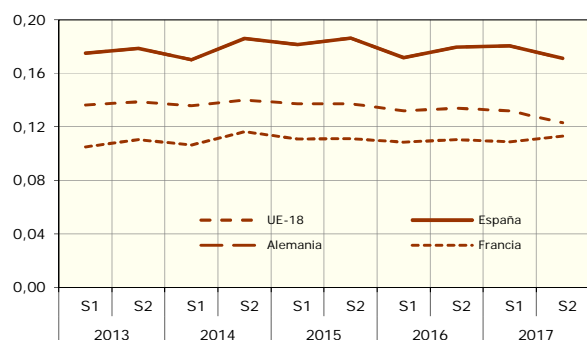
	Uso doméstico (1)							Uso industrial (2)						
	UE-28	EA-18	Alem.	Esp.	Reino			UE-28	EA-18	Alem.	Esp.	Reino		
					Fran.	Unido	Portugal					Fran.	Unido	Portugal
<b>2013</b>	0,138	0,138	0,149	0,177	0,108	0,169	0,123	0,084	0,083	0,078	0,101	0,063	0,105	0,094
<b>2014</b>	0,139	0,138	0,144	0,178	0,111	0,187	0,128	0,081	0,079	0,072	0,098	0,064	0,116	0,089
<b>2015</b>	0,138	0,137	0,143	0,184	0,111	0,178	0,115	0,077	0,075	0,070	0,092	0,066	0,110	0,091
<b>2016</b>	0,131	0,133	0,139	0,176	0,110	0,153	0,123	0,071	0,071	0,067	0,084	0,061	0,091	0,086
<b>2017</b>	0,125	0,128	0,139	0,176	0,111	0,134	0,109	0,069	0,067	0,064	0,083	0,059	0,093	0,077
	<b>Tasas de variación interanual en %</b>													
<b>2013</b>	1,4	1,8	3,8	-0,5	4,9	2,0	7,6	-1,8	-2,5	-0,4	5,3	-1,1	3,1	-0,4
<b>2014</b>	1,1	0,3	-3,6	0,7	3,3	11,1	4,7	-3,4	-4,5	-7,5	-2,7	1,7	10,5	-5,3
<b>2015</b>	-1,2	-0,5	-0,6	3,3	-0,2	-4,7	-10,4	-4,5	-4,4	-3,0	-7,0	3,3	-5,0	1,6
<b>2016</b>	-4,7	-3,1	-3,1	-4,5	-1,4	-14,4	6,4	-7,6	-6,5	-3,1	-8,3	-8,3	-17,1	-5,2
<b>2017</b>	-4,6	-4,1	0,1	0,1	1,3	-12,0	-10,8	-3,6	-4,7	-5,6	-1,4	-3,5	1,8	-10,1
<b>2013 S1</b>	0,137	0,136	0,149	0,175	0,105	0,166	0,121	0,083	0,082	0,076	0,100	0,068	0,103	0,091
<b>2013 S2</b>	0,139	0,139	0,149	0,179	0,111	0,171	0,124	0,084	0,083	0,079	0,103	0,059	0,108	0,097
<b>2014 S1</b>	0,138	0,136	0,144	0,170	0,106	0,183	0,127	0,081	0,079	0,072	0,099	0,066	0,114	0,089
<b>2014 S2</b>	0,141	0,140	0,144	0,186	0,116	0,192	0,130	0,081	0,079	0,071	0,098	0,062	0,118	0,089
<b>2015 S1</b>	0,137	0,137	0,143	0,182	0,111	0,176	0,115	0,077	0,076	0,069	0,092	0,068	0,110	0,090
<b>2015 S2</b>	0,138	0,137	0,143	0,186	0,111	0,181	0,115	0,077	0,075	0,071	0,091	0,065	0,111	0,091
<b>2016 S1</b>	0,131	0,132	0,139	0,172	0,109	0,158	0,124	0,072	0,071	0,067	0,086	0,063	0,095	0,086
<b>2016 S2</b>	0,131	0,134	0,138	0,180	0,111	0,148	0,121	0,071	0,070	0,068	0,082	0,059	0,088	0,086
<b>2017 S1</b>	0,128	0,132	0,139	0,181	0,109	0,134	0,111	0,069	0,068	0,063	0,084	0,061	0,095	0,077
<b>2017 S2</b>	0,122	0,123	0,138	0,171	0,113	0,134	0,108	0,068	0,067	0,065	0,082	0,057	0,091	0,078
	<b>Tasas de variación interanual en %</b>													
<b>2013 S1</b>	2,6	2,6	3,6	-0,8	6,6	3,4	9,5	-3,3	-4,9	-3,8	3,0	-3,3	3,5	-8,0
<b>2013 S2</b>	0,3	1,1	4,0	-0,1	3,3	0,6	5,9	-0,6	-0,5	3,1	7,7	1,6	2,8	7,9
<b>2014 S1</b>	0,4	-0,4	-3,9	-2,9	1,2	10,1	4,8	-3,1	-3,9	-4,8	-0,7	-2,5	11,4	-2,4
<b>2014 S2</b>	1,7	1,0	-3,3	4,1	5,3	12,0	4,7	-3,7	-5,1	-10,1	-4,7	6,5	9,7	-8,0
<b>2015 S1</b>	-0,2	1,0	-0,3	6,6	4,4	-3,7	-9,3	-4,4	-4,5	-4,7	-6,8	3,0	-4,1	1,3
<b>2015 S2</b>	-2,2	-2,0	-0,9	0,2	-4,4	-5,7	-11,4	-4,6	-4,3	-1,3	-7,2	3,7	-5,9	1,9
<b>2016 S1</b>	-4,6	-3,8	-3,0	-5,3	-2,2	-10,4	7,7	-7,4	-6,6	-2,2	-6,8	-8,2	-13,5	-5,2
<b>2016 S2</b>	-4,9	-2,5	-3,2	-3,6	-0,6	-18,2	5,0	-7,9	-6,4	-4,0	-9,7	-8,4	-20,6	-5,2
<b>2017 S1</b>	-2,1	-0,1	0,1	5,1	0,2	-14,7	-10,7	-3,2	-4,2	-6,4	-2,3	-2,9	0,2	-10,3
<b>2017 S2</b>	-7,2	-8,1	0,1	-4,7	2,4	-9,1	-10,8	-4,1	-5,1	-4,7	-0,5	-4,2	3,4	-9,9

(1) La tarifa doméstica es para hogares cuyo consumo anual está comprendido entre 2.500 y 5.000 kWh/año. Precios sin impuestos

(2) La tarifa industrial es para abonados de consumo comprendido entre 2.000 y 20.000 MWh/año. Precios sin impuestos

Fuente: Eurostat

PRECIO NETO DE LA ELECTRICIDAD USO DOMÉSTICO euros/kWh



PRECIO NETO DE LA ELECTRICIDAD USO INDUSTRIAL euros/kWh

